

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

Ingeniería Industrial

*“Diseño del Sistema de Control y Protección
de una central hidráulica de 37 MVA.”*

AUTOR: Javier Fernando Feliz Juárez

TUTOR: José Luis Rodríguez Amenedo

Resumen del Proyecto.

El presente Proyecto Fin de Carrera tiene como objetivo el estudio, diseño y valoración técnica y económica del Sistema de Control y Protección de Grupo de una central hidroeléctrica de 37 MVA. Este Sistema está compuesto por el conjunto de equipos eléctricos, electrónicos y mecánicos encargados del control y protección de los dispositivos e instalaciones existentes en la central y necesarias para el correcto funcionamiento de la unidad Turbina- Generador de la misma.

Se han planteado y llevado a cabo una serie de fases de estudio y diseño, donde se recogen los criterios, definiciones y estructuras necesarias para obtener un diseño e implementación óptima y eficiente del Sistema de Control y Protección.

El punto de partida de este Proyecto Fin de Carrera es el análisis y valoración de las especificaciones técnicas suministradas por el cliente, en lo relacionado con los sistemas de control, protección y equipamiento electromecánico, así como el estudio de cortocircuito de la central y del sistema eléctrico en el punto de enlace. Posteriormente se define la ingeniería básica, donde se describen de forma global los aspectos más importantes de la central, principalmente del Sistema de Control y Protección de la unidad Turbina- Generador. Como ingeniería de detalle se desarrollan los esquemas eléctricos del Armario de Control y Protección de Grupo, los esquemas lógicos del Controlador (PLC) así como los cálculos de ajustes de los parámetros de los relés de protección. Finalmente se realiza una valoración económica del Armario de Control y Protección de Grupo, elemento principal del Sistema de Control y Protección de la unidad Turbina- Generador.

Se concluirá el presente Proyecto Fin de Carrera realizando una evaluación técnica y económica conjunta del sistema, para justificar la validez y el buen criterio del diseño realizado.

Índice

| | |
|---|------------|
| 1. Introducción..... | 7 |
| 2. Alcance del proyecto..... | 9 |
| 3. Fundamentos teóricos..... | 11 |
| 3.1 Centrales hidroeléctricas. Generalidades. | 11 |
| 3.2 Sistemas de Protección y Control. | 24 |
| 4. Diseño del Sistema de Control y Protección..... | 35 |
| 4.1 Especificaciones técnicas..... | 36 |
| 4.1.1 Central Hidroeléctrica. | 36 |
| 4.1.2 Red eléctrica de conexión. | 38 |
| 4.2 Estudio base del Sistema Eléctrico de Potencia..... | 41 |
| 4.2.1 Determinación del equivalente eléctrico del sistema. | 42 |
| 4.2.2 Estudio de cortocircuito de la central..... | 46 |
| 4.3 Ingeniería básica. | 50 |
| 4.3.1 Unifilares de Alta/Media Tensión..... | 50 |
| 4.3.2 Unifilares de Baja Tensión..... | 51 |
| 4.3.3 Sistema Hidráulico de Grupo y auxiliares. | 52 |
| 4.3.4 Sistema de Protección de Grupo. | 53 |
| 4.3.5 Sistema de Control. | 58 |
| 4.3.6 Sistema HMI-SCADA. | 68 |
| 4.3.7 Sistema de Sincronización. | 83 |
| 4.4 Ingeniería de detalle..... | 86 |
| 4.4.1 Diseño del Armario de Protección y Control de Grupo..... | 86 |
| 4.4.2 Cálculo de ajustes de Relés de Protección de Grupo. | 87 |
| 5. Oferta económica..... | 140 |
| 6. Conclusiones..... | 142 |
| 7. Referencias bibliográficas..... | 143 |
| 8. Anexos..... | 144 |

1. Introducción.

El Sistema de Control y Protección de Grupo se compone de los equipos eléctricos y electrónicos encargados de realizar las operaciones de mando, supervisión y protección del conjunto Turbina - Generador de una central eléctrica. Entre las distintas operaciones que realiza este sistema cabe destacar:

- Apertura y cierre del aparellaje de Grupo (interruptores, seccionadores etc.).
- Apertura y cierre de Válvulas de Guarda y By- pass de entrada de agua a la turbina.
- Despeje de faltas en el generador (cortocircuitos, sobretensiones, averías eléctricas, mecánicas etc.).
- Realizar y supervisar las operaciones de arranque y parada automática de Grupo.
- Sincronización del generador con la red.
- Recopilar y procesar las medidas eléctricas del generador.
- Recopilar y procesar las medidas mecánicas de Grupo (temperaturas, velocidad, vibraciones etc.).
- Regulación de tensión del generador. (Excitación).
- Regulación de velocidad de la turbina. (Regulación Primaria).

El elemento principal del Sistema de Control y Protección de Grupo es el “Armario de Control y Protección”. Su disposición física típica es la siguiente:

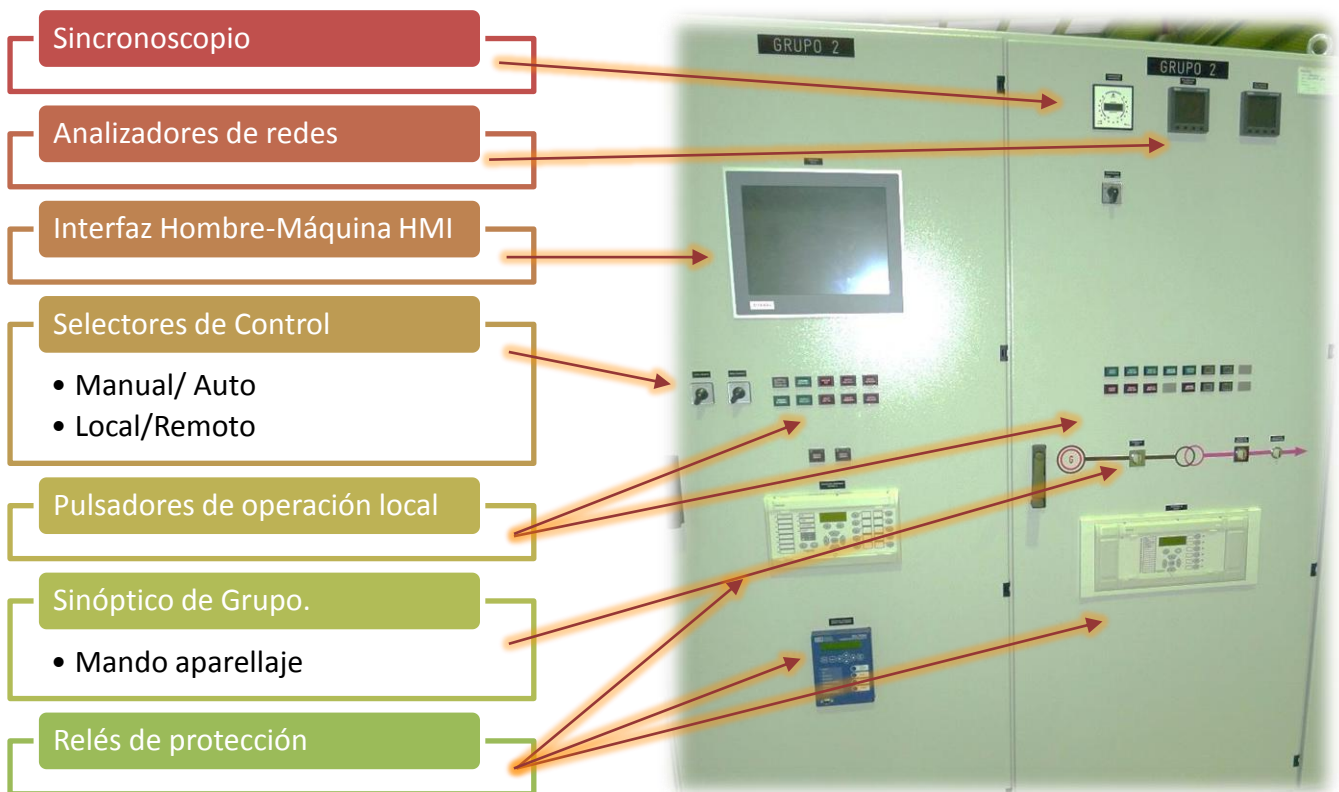


Figura 1. Disposición típica Armario de Control y Protección de Grupo

La central en cuestión sometida a estudio del presente Proyecto Fin de Carrera es una central hidroeléctrica en derivación, compuesta por dos grupos hidráulicos con una potencia de 16,5 MVA cada uno de las denominadas “minicentrales”, dada su menor tamaño y la menor cantidad de generación de energía eléctrica que produce en comparación con las grandes centrales y saltos hidráulicos convencionales.

Se trata de la central hidroeléctrica de C.H. Pando, situada a orillas del río *Chiriquí Viejo*, en la provincia de *Chiriquí*, en la República de Panamá, cerca de la frontera con Costa Rica. En el apartado de Anexos se adjunta los planos de localización de la central.

El objetivo de este Proyecto Fin de Carrera es conseguir desarrollar una solución técnica y económica óptima, que cumpla con las especificaciones solicitadas de forma eficiente. No cabe duda que ello implica el estudio cuidadoso y exhaustivo de un gran volumen de información de distintas naturaleza; eléctrica, mecánica, económica, normativa etc.

Antes de entrar en detalle sobre aspectos técnicos de diseño intrínsecos del proyecto, y a título informativo, se dedica un apartado de fundamentos teóricos, donde se explican brevemente las características principales y más generales, sobre los Sistemas Eléctricos de Potencia, así como de los Sistemas de Control y Protección de Grupo en centrales hidroeléctricas.

El punto de partida de diseño de este Proyecto Fin de carrera comienza con el estudio y análisis de la documentación referente a los equipos electromecánicos y sistemas de control y protección de la central, recogido en el documento de especificaciones técnicas de partida para la ejecución del proyecto “*Central Hidroeléctrica Pando*” sita en la República de Panamá proporcionado por la compañía ETESA e incluida en el apartado de Anexos del presente proyecto. ETESA es el agente encargado de la gerencia de hidrometeorología de la República de Panamá y agente operador de red de dicho país. Sus principales cometidos son la creación, mantenimiento, y gestión de plantas generadoras de energía eléctrica y líneas de transmisión que componen la red de potencia del país.

Como requisito previo, antes de desarrollar de forma detallada la solución que se busca y evaluar su validez económica, será necesario realizar un estudio eléctrico aproximado del sistema de potencia en el punto de conexión y enlace de la central así como un análisis cuantitativo y cualitativo del equipamiento eléctrico e instalaciones de que se compone la misma.

Este Proyecto Fin de Carrera se ha desarrollado siguiendo las siguientes fases de estudio y diseño:

- Especificaciones técnicas
- Estudio base del Sistema Eléctrico de Potencia
- Ingeniería básica del grupo hidráulico

- Ingeniería de detalle del grupo hidráulico
- Oferta económica
- Conclusiones

Existe una estrecha relación entre las fases descritas, por lo tanto, éstas no han seguido estrictamente un orden cronológico rígido, sino que se han desarrollado de forma paralela, interactuando entre ellas hasta conseguir la solución propuesta en este Proyecto Fin de Carrera.

2. Alcance del proyecto.

Como se ha señalado con anterioridad, el objetivo de este Proyecto Fin de Carrera es el diseño y justificación del Sistema de Control y Protección de la central hidroeléctrica C.H. Pando, sita en la República de Panamá

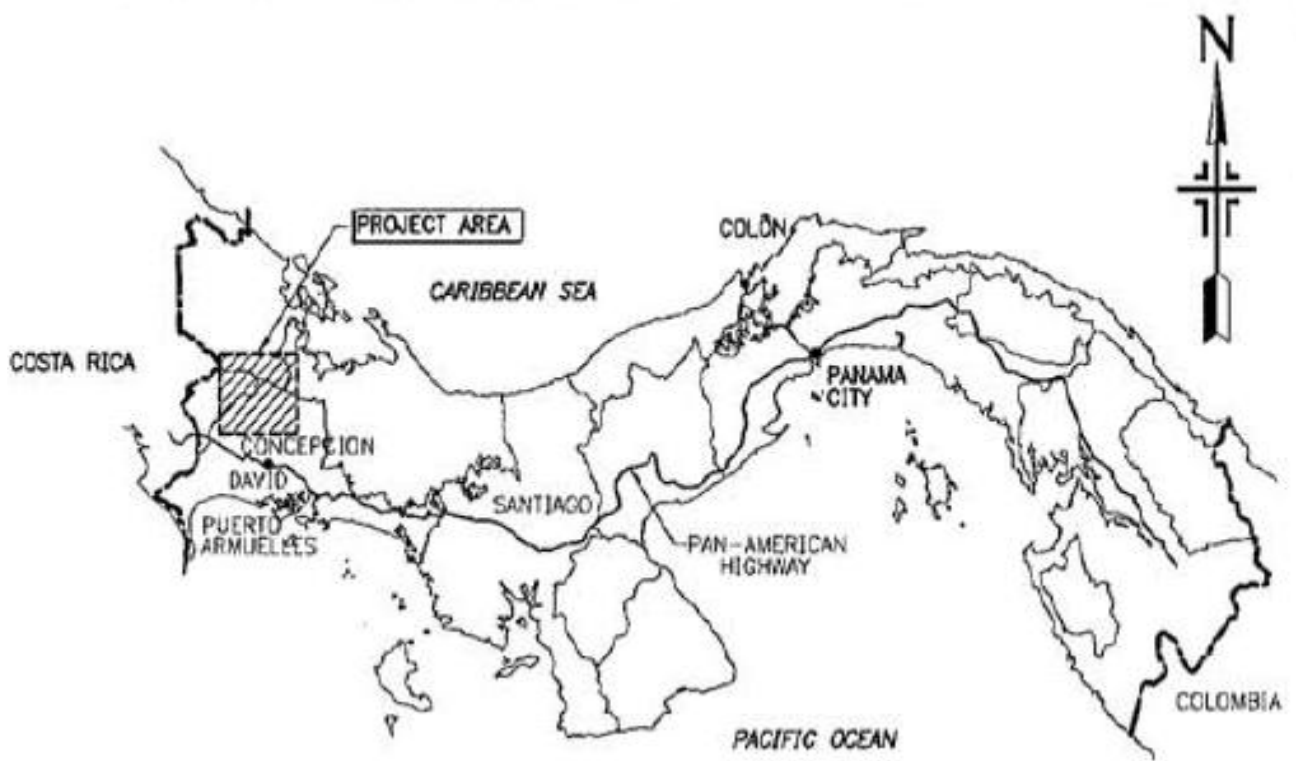


Figura 2. Localización del proyecto C.H. Pando

Para ser coherentes con el curso natural propio de un proyecto de estas características, este Proyecto Fin de Carrera se ha estructurado en función de las siguientes fases de estudio y diseño, que abarcan de forma cronológica desde el análisis de la documentación de partida hasta la justificación económica de la solución implementada:

- **Análisis de la documentación de partida. Especificaciones técnicas**
 - ✓ Perfil Hidrográfico.
 - ✓ Obra civil del proyecto hidrológico. Disposiciones físicas generales.
 - ✓ Datos y características del Sistema Eléctrico de enlace.
 - ✓ Equipos electromecánicos de la central.
- **Estudio base del Sistema Eléctrico de Potencia**
 - ✓ Determinación del equivalente de red. Sistema SIEPAC.
 - ✓ Cálculo de cortocircuito de la central. Resultados.
- **Aspectos generales de operación de la central. Ingeniería básica**
 - ✓ Topología de explotación de la central. Unifilares de Alta/Media Tensión.
 - ✓ Topología de explotación de la central. Unifilares de Baja Tensión.
 - ✓ Descripción del Sistema de Protección de Grupo.
 - ✓ Descripción del Sistema de Control. Sistema SCADA.
- **Ingeniería de detalle**
 - ✓ Cálculo de ajustes de Relés de Protección de Grupo.
 - ✓ Disposición física del Armario de Control y Protección de Grupo.
 - ✓ Diagramas lógicos Controlador de Grupo.
 - ✓ Esquemas eléctricos Armario de Control y Protección de Grupo.
- **Oferta económica**
 - ✓ Lista de materiales
 - ✓ Coste total
- **Conclusiones**
 - ✓ Valoraciones técnicas y económicas

Dado la enorme cantidad de recursos técnicos y humanos que son necesarios para desarrollar un proyecto técnico para la explotación de una minicentral hidroeléctrica de estas características, y su complejidad técnica, este Proyecto Fin de Carrera tiene su alcance delimitado al estudio y diseño del Sistema de Control y Protección del conjunto Turbina- Generador, comúnmente llamado Sistema de Control y Protección de Grupo, quedando fuera de alcance el estudio y definición de los siguientes equipos y sistemas:

- Regulador de Tensión (AVR)
- Regulador de Velocidad (TC)
- Servicios Auxiliares y Centro de Control de Motores de Grupo.

El conjunto de especificaciones técnicas, documentación de equipos, cálculos complementarios, esquemas eléctricos y planos necesarios para la realización del presente Proyecto Fin de Carrera, así como la documentación de proveedores y clientes referentes a partes ajenas al alcance descrito, estará incluida en el apartado de Anexos de este documento.

3. Fundamentos teóricos.

Antes de entrar en detalle sobre las distintas partes que ocupan este Proyecto Fin de Carrera, vamos a dar unas breves pinceladas teóricas sobre las características principales de las *Centrales hidroeléctricas* y particularmente lo relacionado con *los Sistemas de Control y Protección de Grupo*.

3.1 Centrales hidroeléctricas. Generalidades.

SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Desde que en el primer cuarto del siglo diecinueve empiezan a formularse las leyes de la electricidad y comienza a desarrollarse los primeros equipos eléctricos en el siguiente cuarto de siglo, la industria eléctrica es posiblemente el hecho más importante que se ha producido a lo largo del siglo veinte, siendo la base del actual nivel de vida de los países desarrollados, abriendo la posibilidad de acceso de una energía barata y de fácil uso.

Los sistemas eléctricos de potencia modernos, están sometidos a unas exigencias de funcionamiento muy severas, sobre todo en lo referente a calidad y continuidad de suministro. La energía eléctrica es uno de los recursos energéticos principales de la sociedad industrial actual, y por lo tanto, los sistemas eléctricos de potencia deben ser capaces de disponerla a los usuarios de forma adecuada, cumpliendo unos requisitos de potencia, tensión y frecuencia correctos. Para cumplir con estos requisitos, es necesaria una planificación minuciosa y un diseño esmerado de las instalaciones que componen la infraestructura de los sistemas eléctricos. Hoy en día se imponen también criterios ambientales muy exigentes para conseguir que la explotación de estas instalaciones tenga el mínimo impacto posible en el entorno.

Los grupos de generación de energía eléctrica se encuentran, por razones técnicas y económicas, alejados de los centros de consumo, por lo que es necesario unir a los productores y los consumidores en forma de escalones de tensión por medio de redes que transportan la energía. La unión y modificación de los niveles de tensión entre las líneas que conforman los diferentes tipos de redes, se realiza en unas instalaciones llamadas subestaciones. Las subestaciones están equipadas con los elementos de corte, medida, control, regulación y mando necesarios para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico de potencia.

Atendiendo a su estructura, podemos dividir los sistemas eléctricos de potencia en cinco grandes bloques:

- **Generación**
- **Transporte/ Interconexión**
- **Reparto**
- **Distribución**
- **Consumo**

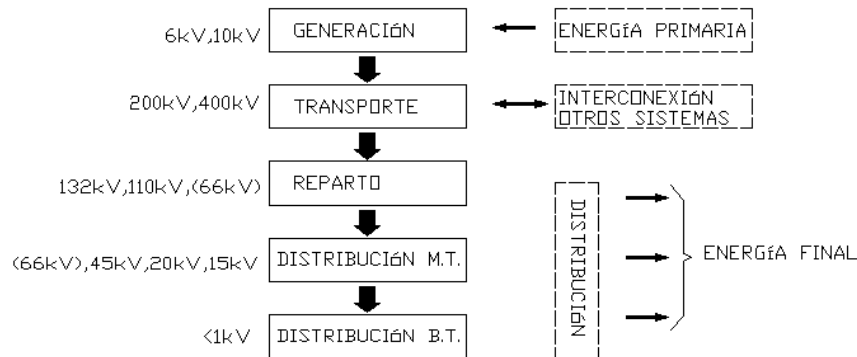


Figura 3. Estructura de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Generación

En este bloque podemos encontrar las centrales de generación eléctrica y las subestaciones de generación o elevadoras. La función principal de las centrales eléctricas consiste en convertir una fuente de energía primaria (solar, eólica, hidráulica, biomasa, combustibles fósiles, nuclear etc.) en energía eléctrica generalmente a través de una turbina acoplada a un generador eléctrico (síncrono o asíncrono). La potencia generada en la central se vierte sobre la red de transporte a través de las subestaciones de generación o elevadoras, que transforman la tensión de generación en Media Tensión (6 a 15 kV) a los niveles de tensión de transporte en Alta Tensión (220 kV, 400 kV)

Transporte/ Interconexión

A este apartado pertenecen las redes de transporte y las subestaciones de interconexión. Las redes de transporte como su propio nombre indica, son aquellas líneas y redes encargadas de evacuar y transportar la energía eléctrica desde los centros de generación hacia las zonas de consumo. Se caracterizan por su capacidad para transportar grandes potencias a grandes distancias. Las subestaciones de interconexión están concebidas para unir redes de transporte de gran dimensión y proporcionar vías alternativas de transporte con el fin de dar una mayor estabilidad al sistema, permitir un intercambio de energía entre sistemas, y disminuir los costes de producción.

Reparto

En este bloque nos encontramos en primer lugar las subestaciones de transformación, encargadas de reducir los niveles de tensión de transporte (220 kV, 400 kV) a niveles de reparto (132 kV, 66 kV, 45 kV). Las redes de reparto, suministran la potencia a las redes de distribución, pero están limitadas a unas longitudes relativamente cortas. Salvo condiciones muy especiales, estas redes no alimentan nunca directamente a un usuario.

Distribución

A este bloque pertenecen las subestaciones de distribución, encargadas de transformar los niveles de tensión de reparto hasta el nivel de tensión de la red de Media Tensión (66 kV, 20 kV, 45 kV). Las redes de distribución se encargan de suministrar la energía a los centros de transformación y redes de utilización para su consumo final. Sin embargo, ya podemos encontrar en estas redes de distribución conexiones con clientes cualificados y suministros de potencia a plantas industriales,

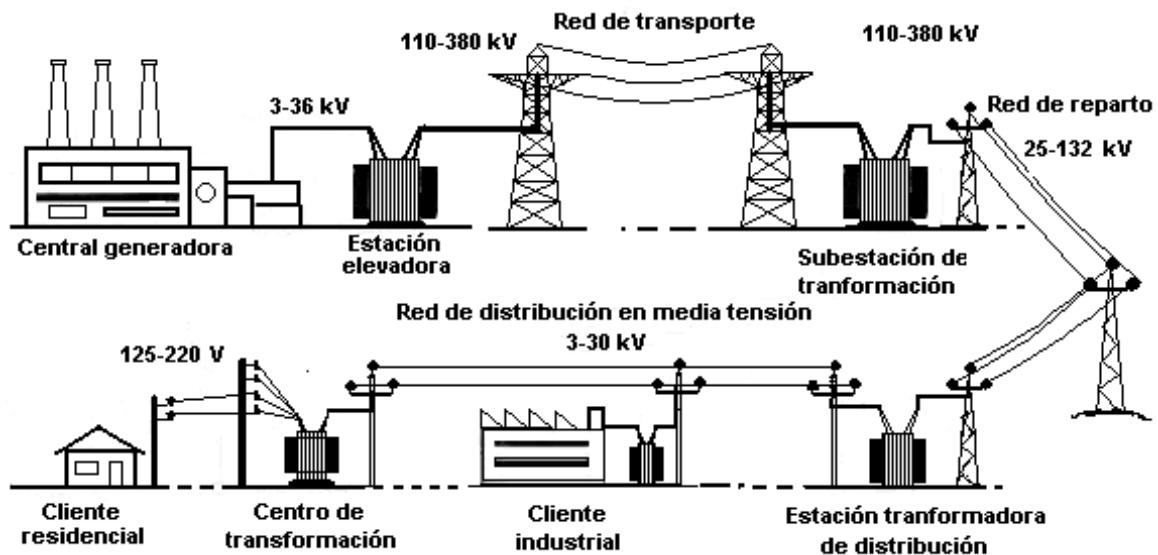


Figura 4. Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia.

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Las centrales hidroeléctricas son instalaciones que permiten aprovechar la energía potencial gravitatoria (masa a una cierta altura) contenida en el agua de los ríos, al convertirla en energía eléctrica mediante turbinas hidráulicas acopladas a generadores eléctricos.

Funcionamiento de una central hidroeléctrica

La presa, situada en el curso de un río, acumula artificialmente un volumen de agua para formar un embalse. Eso permite que el agua adquiera una energía potencial que después se transformará en electricidad. Para esto, la presa se sitúa aguas arriba, con una válvula que permite controlar la entrada de agua a la galería de presión; previa a una tubería forzada que conduce el agua hasta la turbina de la sala de máquinas de la central. El agua a presión de la tubería forzada va transformando su energía potencial en cinética (es decir, va perdiendo fuerza y adquiere velocidad). Al llegar a la sala de máquinas el agua actúa sobre los álabes de la turbina hidráulica, transformando su energía cinética en energía mecánica de rotación. El eje de la turbina está unido al del generador eléctrico, que al girar convierte la energía rotatoria en corriente alterna de media

tensión. El agua, una vez ha cedido su energía, es restituida al río aguas abajo de la central a través de un canal de desagüe.

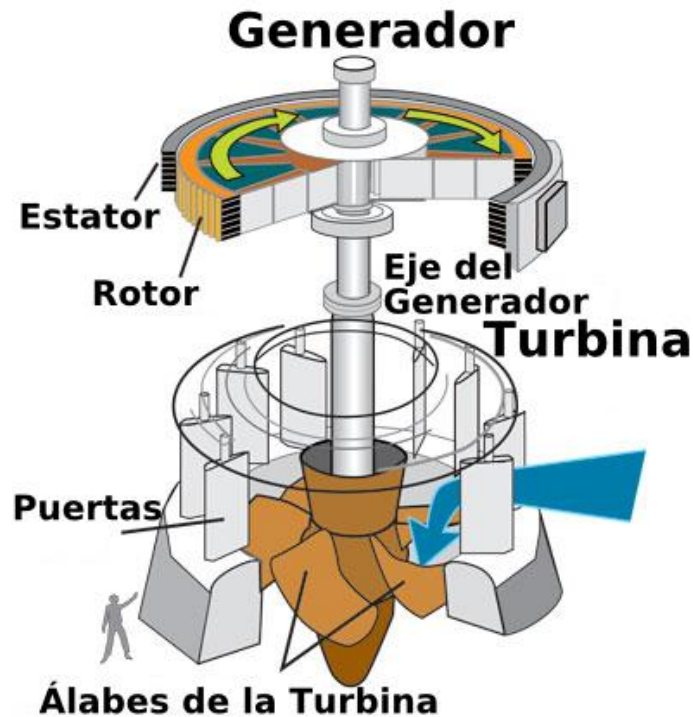


Figura 4.1. Esquema Turbina- Generador de una central hidráulica.

Clasificación de las centrales hidroeléctricas

Atendiendo a la potencia instalada, en España las centrales hidroeléctricas pueden ser:

- *Centrales hidráulicas de gran potencia:* más de 10MW
- *Minicentrales hidráulicas:* entre 1MW y 10MW.
- *Microcentrales hidroeléctricas:* menos de 1MW de potencia.

Las características del terreno donde se sitúa la central condicionan en gran parte su diseño. Atendiendo esto, se puede hacer una clasificación de las centrales hidroeléctricas en tres modelos básicos:

- *Centrales de agua fluyente:* En este caso no existe embalse, el terreno no tiene mucho desnivel y es necesario que el caudal del río sea lo suficientemente constante como para asegurar una potencia determinada durante todo el año. Durante la temporada de precipitaciones abundantes, desarrollan su máxima potencia y dejan pasar agua excedente. En cambio, durante la época seca, la potencia disminuye en función del caudal, llegando a ser casi



Figura 5. Central de agua fluyente.

- **Centrales de embalse:** Mediante la construcción de una o más presas que forman lagos artificiales donde se almacena un volumen considerable de agua por encima de las turbinas. El embalse permite graduar la cantidad de agua que pasa por las turbinas. Con el embalse puede producirse energía eléctrica durante todo el año aunque el río se seque completamente durante algunos meses, cosa que sería imposible con una central de agua fluyente. Estas centrales exigen, generalmente, una inversión de capital más grande que la de agua fluyente. Dentro de estos tipos existen dos variantes de centrales:
 - ✓ **Centrales a pie de presa:** en un tramo de río con un desnivel apreciable se construye una presa de una altura determinada. La sala de turbinas está situada después de la presa.

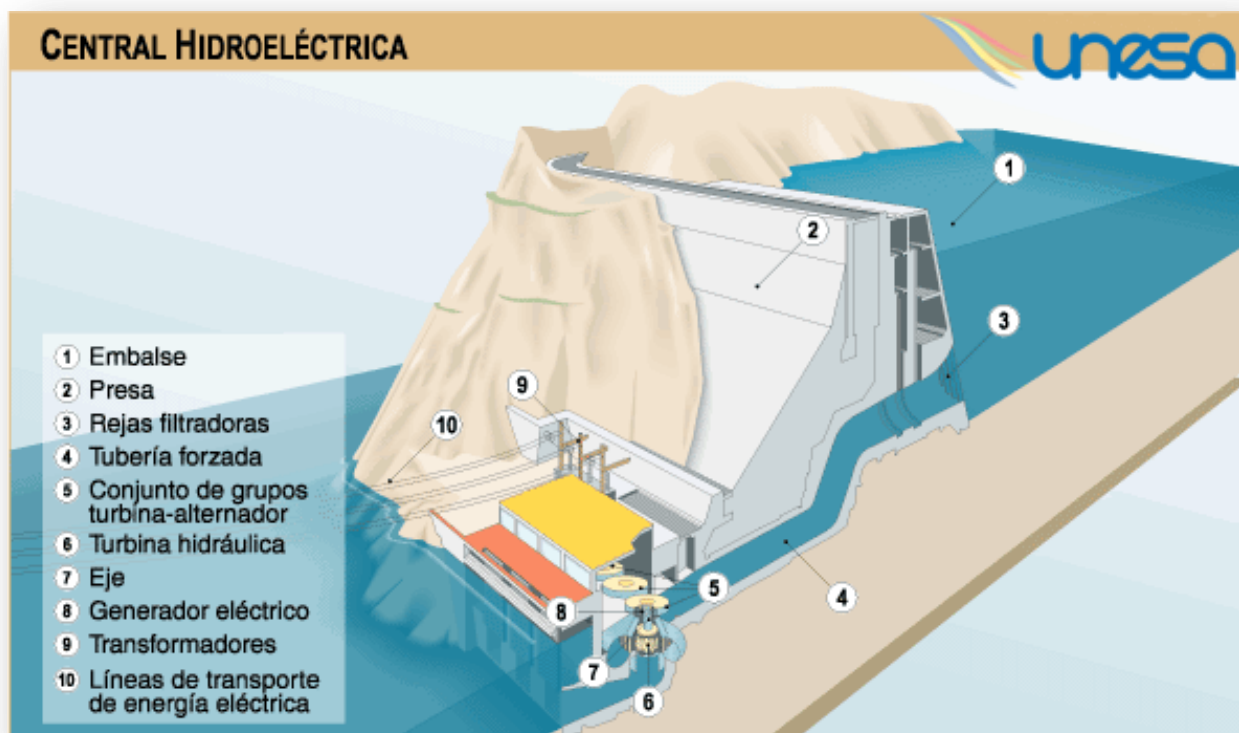


Figura 5.1. Central a pie de presa. Fuente: Unesa

- ✓ *Centrales en derivación:* el agua del río es desviada mediante una pequeña presa y son conducidas mediante un canal con una pérdida de desnivel tan pequeña como sea posible, hasta un pequeño depósito llamado cámara de carga. De esta sala arranca una tubería forzada que va a parar a la sala de turbinas. Posteriormente, el agua es devuelta río abajo, mediante un canal de descarga. Se consiguen desniveles más grandes que en las centrales a pie de presa.



Figura 5.2. Central en derivación.

- *Centrales de bombeo o reversibles.* Son un tipo especial de centrales que hacen posible un uso más racional de los recursos hidráulicos. Disponen de dos embalses situados a diferente nivel. Cuando la demanda diaria de energía eléctrica es máxima, estas centrales trabajan como una central hidroeléctrica convencional: el agua cae desde el embalse superior haciendo girar las turbinas y después queda almacenada en el embalse inferior. Durante las horas del día de menor demanda, el agua es bombeada al embalse superior para que vuelva a hacer el ciclo productivo.

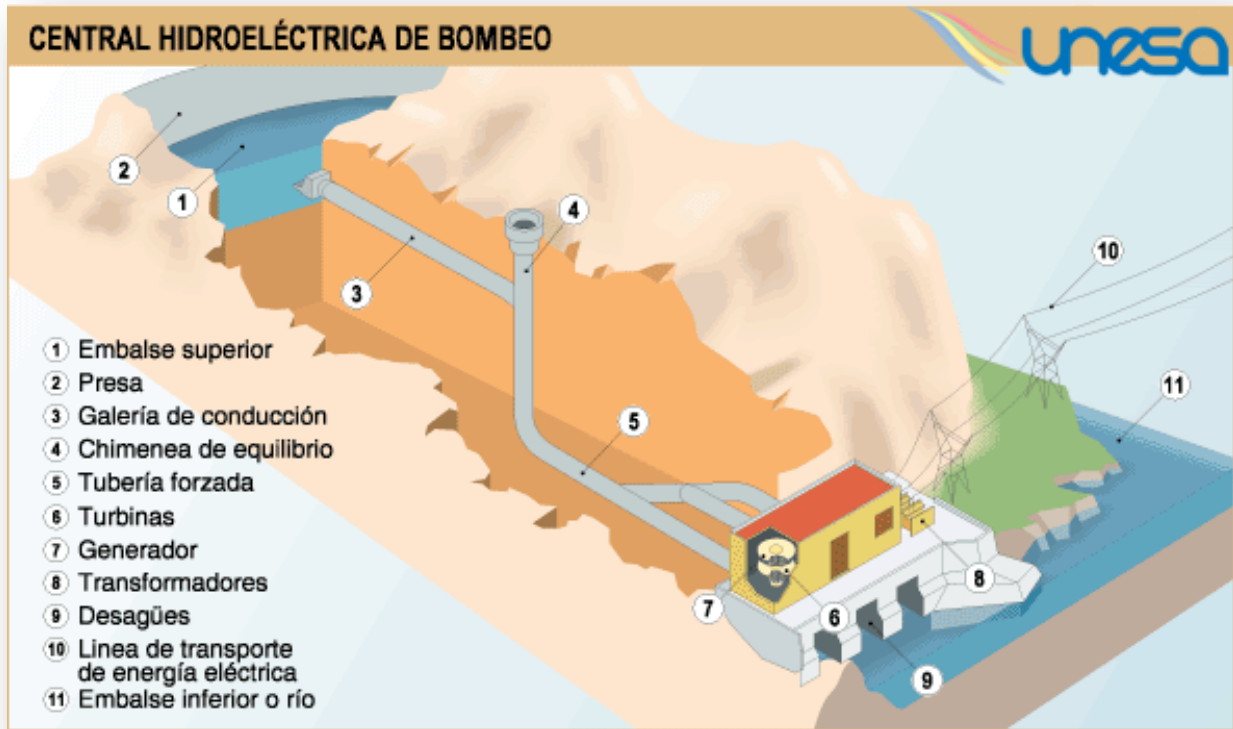


Figura 5.3 Esquema general de una central de bombeo o reversible. Fuente: Unesa

Componentes principales de la central hidroeléctrica

Los Componentes principales de una central hidroeléctrica son:

- **La presa:** Elemento encargado de contener el agua de un río y almacenarla en un embalse.
- **Rebosaderos:** elementos que permiten liberar parte del agua que es retenida sin que pase por la sala de máquinas.
- **Destruyores de energía:** que se utilizan para evitar que la energía que posee el agua que cae desde los salientes de una presa de gran altura produzcan, al chocar contra el suelo, grandes erosiones en el terreno. Básicamente encontramos dos tipos de destructores de energía:
 - ✓ Los dientes o prismas de cemento, que provocan un aumento de la turbulencia y de los remolinos.
 - ✓ Los deflectores de salto de esquí, que disipan la energía haciendo aumentar la fricción del agua con el aire y a través del choque con el colchón de agua que encuentra a su caída.
- **Casa de Máquinas:** Construcción donde se sitúan las máquinas y elementos de regulación y control de la central.
 - ✓ **Turbina:** Elemento que transforman en energía mecánica la energía cinética de una corriente de agua.

- ✓ **Alternador:** Generador eléctrico destinado a transformar la energía mecánica en eléctrica. Generalmente es del tipo síncrono con rotor de polos salientes.

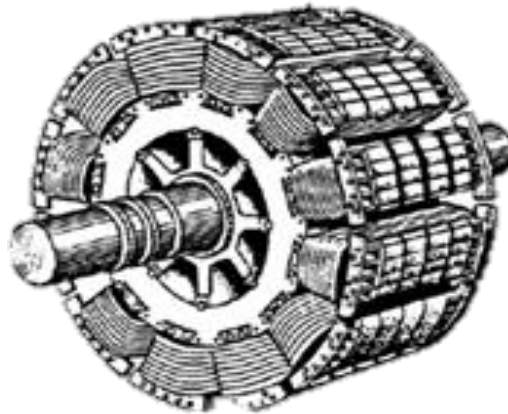


Figura 6. Rotor de polos salientes

- **Conducciones:** La alimentación del agua a las turbinas se hace a través de un sistema complejo de canalizaciones. En el caso de los canales, se pueden realizar excavando el terreno o de forma artificial mediante estructuras de hormigón. Su construcción está siempre condicionada a las condiciones geográficas. Por eso, la mejor solución es construir un túnel de carga, aunque el coste de inversión sea más elevado. La parte final del recorrido del agua desde la cámara de carga hasta las turbinas se realiza a través de una tubería forzada. Para la construcción de estas tuberías se utiliza acero para saltos de agua de hasta 2000m y hormigón para saltos de agua de 500m.
- **Válvulas:** dispositivos que permiten controlar y regular la circulación del agua por las tuberías.
- **Chimeneas de equilibrio:** son pozos de presión de las turbinas que se utilizan para amortiguar el llamado “golpe de ariete”, que se produce cuando hay un cambio repentino de presión debido a la apertura o cierre rápido de las válvulas en una instalación hidráulica.

La presa

Con la construcción de una presa se consigue un determinado desnivel de agua, que es aprovechado para conseguir energía. La presa es un elemento esencial y su forma depende principalmente de la orografía del terreno y del curso del agua donde se tiene que situar.

Las presas se pueden clasificar, según el material utilizado en su construcción, en presas de tierra y presas de hormigón.

Las presas de hormigón son las más resistentes y las más utilizadas. Hay tres tipos de presas de hormigón en función de su estructura:

- *Presas de gravedad:* Son presas de hormigón triangulares con una base ancha que se va haciendo más estrecha en la parte superior. Son construcciones de larga duración y que no necesitan mantenimiento. La altura de este tipo de presas está limitada por la resistencia del terreno.
- *Presa de Arco o Bóveda:* En este tipo de presas la pared es curva. La presión provocada por el agua se transmite íntegramente hacia las paredes del valle por el efecto del arco. Cuando las condiciones son favorables, la estructura necesita menos hormigón que una presa de gravedad, pero es difícil encontrar lugares donde se puedan construir.
- *Presas de contrafuertes:* Tienen una pared que soporta el agua y una serie de contrafuertes o pilares de forma triangular, que sujetan la pared y transmiten la carga del agua a la base. En general, se utilizan en terrenos poco estables.

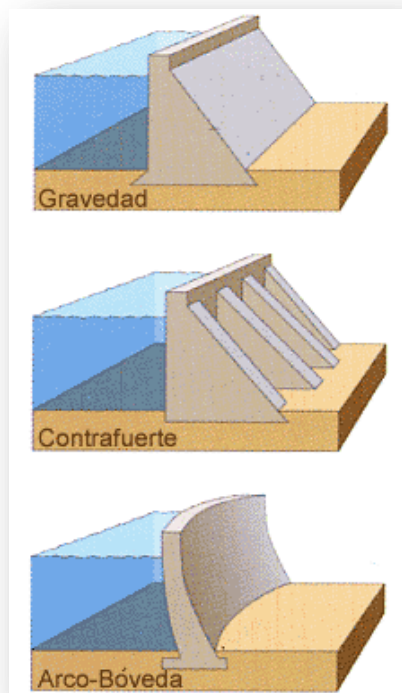


Figura 6.1. Tipos de presa.

La turbina hidráulica

Las turbinas hidráulicas son el elemento fundamental para el aprovechamiento de la energía en las centrales hidráulicas. Transforman en energía mecánica la energía cinética (fruto del movimiento) de una corriente de agua.

Su componente más importante es el rotor, que tiene una serie de palas que son impulsadas por la fuerza producida por el agua en movimiento, haciéndolo girar.

Las turbinas hidráulicas las podemos clasificar en dos grupos:

- *Turbinas de acción:* Son aquellas en las que la energía de presión del agua se transforma completamente en energía cinética. Tienen como característica principal que el agua tiene la máxima presión en la entrada y la salida del rodillo. (Turbinas Pelton).
- *Turbinas de reacción:* Son las turbinas en que solamente una parte de la energía de presión del agua se transforma en energía cinética. En este tipo de turbinas, el agua tiene una presión más pequeña en la salida que en la entrada. (Turbinas Francis y Kaplan)

Las turbinas que se utilizan actualmente con mejores resultados son las turbinas Pelton, Francis y Kaplan. A continuación se enumeran sus características técnicas y sus aplicaciones más destacadas:

- *Turbina Pelton:* También se conoce con el nombre de turbina de presión. Son adecuadas para los saltos de gran altura y para los caudales relativamente pequeños. La forma de instalación más habitual es la disposición horizontal del eje.



Figura 7. Turbina Pelton

- *Turbina Francis:* Es conocida como turbina de sobrepresión, porque la presión es variable en las zonas del rodillo. Las turbinas Francis se pueden usar en saltos de diferentes alturas dentro de un amplio margen de caudal, pero son de rendimiento óptimo cuando trabajan en un caudal entre el 60 y el 100% del caudal máximo. Pueden ser instaladas con el eje en posición horizontal o en posición vertical pero, en general, la disposición más habitual es la de eje vertical.

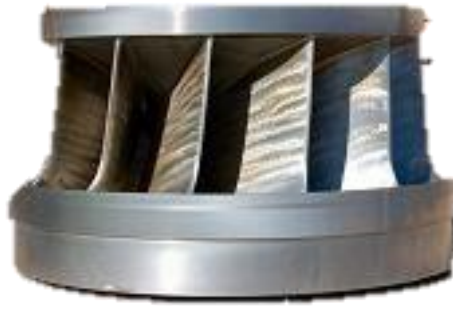


Figura 8. Turbina Francis

- **Turbina Kaplan.:** Son turbinas de admisión total y de reacción. Se usan en saltos de pequeña altura con caudales medianos y grandes. Normalmente se instalan con el eje en posición vertical, pero también se pueden instalar de forma horizontal o inclinada.



Figura 9. Turbina Kaplan

Criterios de selección de turbinas

Los criterios de selección de la turbina son variados, generalmente se basan en aspectos técnicos, económicos y logísticos. Entre los aspectos técnicos más destacados se encuentran la altura del salto, el caudal de turbinación, la potencia, la velocidad de giro del rodete y un parámetro de diseño adimensional función de todas estas variables llamado velocidad específica :

$$Ns = \frac{n_e \cdot P^{1/2}}{h^{5/4}}$$

Dónde:

Ns : Velocidad específica

n_e : Velocidad del rodete [rpm]

P : Potencia mecánica [C.V]

h : Altura del salto

Una práctica habitual es la selección de la turbina por medio de gráficas como las que aparecen a continuación:

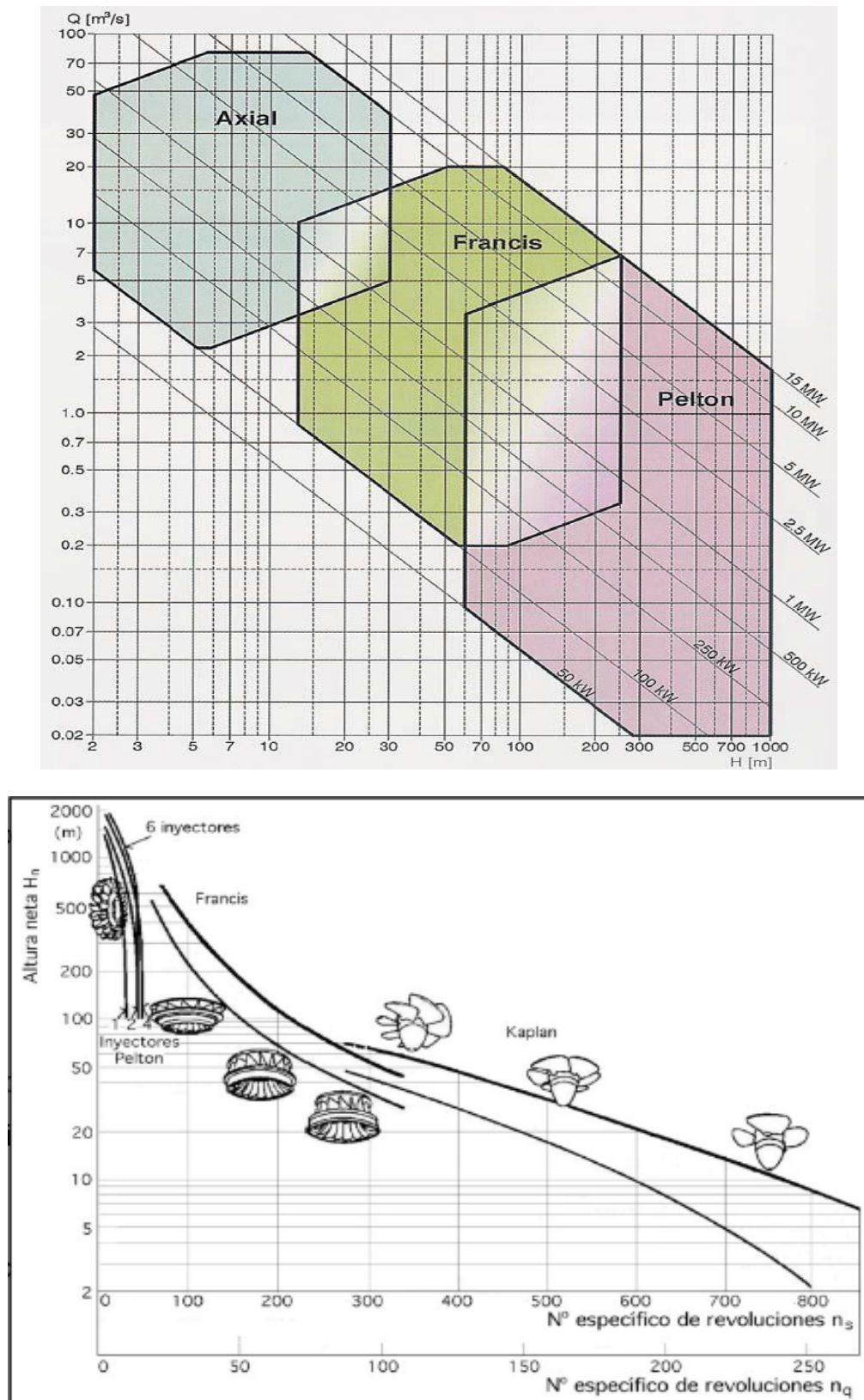


Figura 10. Gráficas de selección de turbinas

Ventajas e inconvenientes de las centrales hidroeléctricas

Las ventajas de las centrales hidroeléctricas son:

- No necesitan combustibles y son limpias.
- Muchas veces los embalses de las centrales tienen otras utilidades importantes: el regadío, como protección contra las inundaciones o para suministrar agua a las poblaciones próximas.
- Tienen costes de explotación y mantenimientos bajos.
- Las turbinas hidráulicas son de fácil control y tienen unos costes de mantenimiento reducido.

En contra de estas ventajas podemos enumerar los inconvenientes siguientes:

- El tiempo de construcción es, en general, más largo que el de otros tipos de centrales eléctricas.
- La generación de energía eléctrica está influenciada por las condiciones meteorológicas y puede variar de estación a estación.
- Los costes de inversión por kilovatio instalado son elevados.
- En general, están situadas en lugares lejanos del punto de consumo y, por lo tanto, los costes de inversión en infraestructuras de transporte pueden ser elevados.

Impacto ambiental de las centrales hidroeléctricas

Siempre se ha considerado que la electricidad de origen hidráulico es una alternativa energética limpia. Aun así, existen determinados efectos ambientales debido a la construcción de centrales hidroeléctricas y su infraestructura. La construcción de presas y, por extensión, la formación de embalses, provocan un impacto ambiental que se extiende desde los límites superiores del embalse hasta la costa. Este impacto tiene las siguientes consecuencias, muchas de ellas irreversibles:

- Sumerge tierras, alterando el territorio.
- Modifica el ciclo de vida de la fauna.
- Dificulta la navegación fluvial y el transporte de materiales aguas abajo (nutrientes y sedimentos, como limos y arcillas).
- Disminuye el caudal de los ríos, modificando el nivel de las capas freáticas, la composición del agua embalsada y el microclima.

Los costes ambientales y sociales pueden ser reducidos a un nivel aceptable si se evalúan cuidadosamente y se implantan medidas correctivas. Por todo esto, es importante que en el momento de construir una nueva presa se analicen muy bien los posibles impactos ambientales en frente de la necesidad de crear un nuevo embalse.

3.2 Sistemas de Protección y Control.

Los Sistemas de Protección y Control de Sistemas Eléctricos son un conjunto de dispositivos eléctricos, electrónicos y mecánicos encargados de realizar las operaciones de protección, supervisión y explotación de una instalación. En líneas generales, su misión es vigilar y mantener de una forma eficiente y segura, un área determinada de una instalación eléctrica, como puede ser una subestación, una central, o una línea de transmisión, en la que se incluye el equipo asociado y acoplado a dicha área, como puede ser la maquinaria eléctrica (transformadores, motores, generadores), y todo tipo de cargas. El sistema de protección debe operar ante toda clase de perturbación que tenga lugar en un instante determinado y que ocasione un comportamiento *anormal* de la instalación. Esta situación no deseada, produce el deterioro o incluso la destrucción de los equipos y de la propia infraestructura de la instalación eléctrica.

Existen perturbaciones de muchos tipos:

- Cortocircuitos (faltas).
- Sobre tensiones o sub tensiones.
- Desequilibrios en corrientes o tensiones.
- Aumento peligroso de temperatura en máquinas y equipos.
- Variación de la frecuencia del sistema.
- Armónicos de corriente o tensión.

La naturaleza de estas perturbaciones pueden ser:

- Fenómenos atmosféricos (Rayos, tormentas, vendavales etc.).
- Maniobras de acoplamiento de interruptores, seccionadores, contactores etc.
- Fallos de aislamiento por desgaste y envejecimiento de los equipos.
- Inyección de armónicos por convertidores electrónicos.
- Cambios repentinos de la generación o de la demanda de potencia eléctrica.

Algunos daños que pueden ocasionar las perturbaciones son:

- Incendios.
- Explosiones.
- Electrouciones.
- Deformaciones en conductores y máquinas eléctricas.
- Destrucción de equipos eléctricos y electrónicos.
- Cortes prolongados de suministro eléctrico.
- Inestabilidad del sistema eléctrico.

Consecuentemente, podemos apreciar la enorme importancia de los sistemas de protección dentro de las instalaciones eléctricas, en cuanto a la seguridad de las personas y equipos, e incluso a factores económicos.

El elemento principal del sistema de protección es el relé de protección, consiste en un dispositivo electromecánico o electrónico cuyo cometido es evaluar una serie de variables y parámetros eléctricos que determinen una condición anormal de funcionamiento en la instalación o equipos y tomar las medidas correctoras oportunas, que generalmente se traducen en aislar la perturbación del sistema dando órdenes de apertura(disparo) a aquellos dispositivos de conexión (interruptores) que alimentan el defecto.

El esquema general de un sistema de protección es el siguiente:

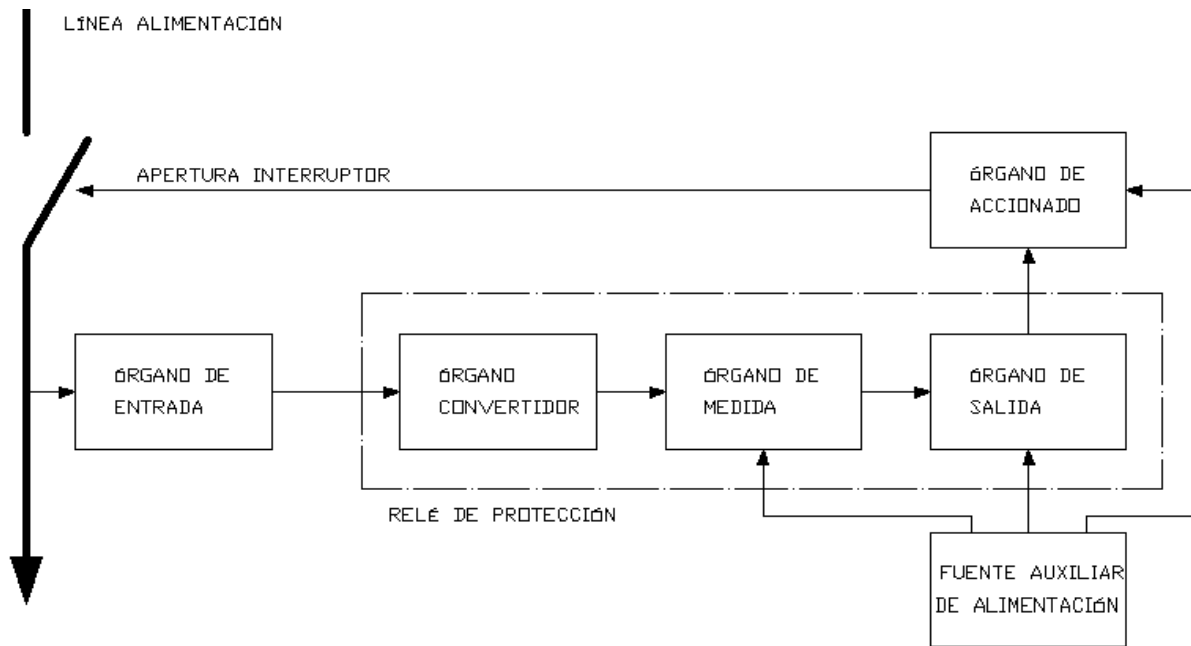


Figura 11. Esquema general de un sistema de protección.

Órgano de Entrada

Detecta las señales eléctricas procedentes de una perturbación (corrientes, tensiones) y las transforma en valores adecuados para ser recogidos por el relé de protección. Por lo general, estos dispositivos son transformadores de corriente y tensión, los cuales, además de realizar las funciones descritas, sirven de aislamiento eléctrico entre las partes de alta y baja tensión de la instalación.

Órgano Convertidor

Se encarga de acondicionar las señales previamente transformadas por el Órgano de Entrada para su tratamiento posterior. En ocasiones este elemento no existe.

Órgano de Medida

Es la parte más importante del dispositivo de protección, este elemento se encarga de decidir si las señales entrantes son señales procedentes de una situación anormal de funcionamiento (perturbación) y tomar la decisión de operación del sistema

de protección. Esta decisión se realiza a través de algoritmos de cálculo por medio de elementos electromecánicos (relés electromecánicos), dispositivos electrónicos estáticos (relés electrónicos convencionales) o microprocesadores (relés electrónicos digitales).

Órgano de Salida

En este bloque se realiza la amplificación de la señal de operación de la protección procedente del Órgano de Medida y en su caso, engloba los elementos necesarios para aumentar el número de señales de salida. Los Órganos de Salida clásicos son los contactores de mando y modernamente los elementos lógicos con sus correspondientes dispositivos de amplificación.

Órgano Accionado

Generalmente este órgano se trata de la bobina de disparo de interruptores y disyuntores, que a través de un pequeño campo magnético consiguen liberar los muelles encargados de realizar la apertura física del interruptor.

Fuente Auxiliar de Alimentación

Este dispositivo se encarga de proporcionar la energía eléctrica necesaria para el funcionamiento del sistema de protección. Esta tensión auxiliar puede ser una batería de acumuladores de Baja Tensión o bien la propia red a través de transformadores.

EXIGENCIAS BÁSICAS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN.

El campo de las protecciones tiene una antigüedad del orden de unos 80 años, y a lo largo de este periodo se ha producido una gran evolución a través de las modernas tecnologías para adaptarse a las nuevas topologías y diseños de los sistemas. Por lo tanto, cada vez los requerimientos y especificaciones de los sistemas de protecciones son más exigentes, ajustándose su diseño a factores de seguridad, calidad de servicio y económicos.

A todo sistema de protección se le exige cuatro requisitos fundamentales:

- Sensibilidad.
- Selectividad.
- Rapidez
- Fiabilidad

Sensibilidad

El relé debe detectar una perturbación o defecto en todo momento, y bajo todo tipo de condiciones, incluso en condiciones de defecto mínimo que pueda existir. La selectividad de las protecciones tiene dos naturalezas, una intrínseca dada por sensibilidad de los transformadores de protección auxiliares, los transductores y componentes internos del propio relé y circuitos asociados, y otra extrínseca, que se

puede modificar, y es configurable en función de los parámetros de la instalación adaptándose a las especificaciones dadas.

Selectividad

La selectividad de un relé es la capacidad que tiene para reconocer que cuando se produce un defecto en el sistema, éste tiene lugar en su zona de actuación y debe despejarlo. El relé debe distinguir aquellas perturbaciones o defectos para los que debe operar de aquéllas que deben ser despejadas por otros, ya que están fuera de su zona. Algunas protecciones son inherentemente selectivas, por ejemplo la protección diferencial (87), lo que implica que no se ven afectadas por ninguna falta que se produzca fuera de sus radios de acción. Otras protecciones son *relativamente* selectivas, con actuación diferida, por ejemplo la protección de sobreintensidad de tiempo diferido (51), en este tipo de protección, la selectividad se consigue a través de los ajustes de los niveles de respuesta y de los tiempos de operación (curvas inversa, muy inversa, extremadamente inversa), en coordinación con los que se pretenden sean selectivos.

Rapidez

La rapidez define el tiempo de respuesta del relé desde que ocurre el defecto hasta que opera. Este factor es esencial para conseguir disminuir los daños ocasionados en los equipos por el defecto. Una mayor rapidez repercute en una disminución del coste de reparación e indisponibilidad del equipo dañado, así como mejora la estabilidad general del sistema; durante una falta por cortocircuito, existen zonas donde se pierde la transmisión de energía, pudiendo sacar de sincronismo a generadores que puedan estar acoplados, afectando a la estabilidad del sistema.

Fiabilidad

La fiabilidad define la probabilidad de que el sistema de protección va actuar correctamente, por decirlo de alguna manera, mide el grado de confianza del sistema de protección. El término fiabilidad engloba dentro de sí dos conceptos. Por un lado la *obediencia*, que es la cualidad de que una protección opere cuando le sea requerido, y por otro lado la *seguridad*, que es la cualidad de no operar ante causas extrañas, evitando actuaciones incorrectas y disparos intempestivos. La fiabilidad de un sistema de protecciones depende, en primer lugar, de la fiabilidad de los propios relés, y en segundo lugar, de su forma de aplicación (disparo en serie o paralelo), de su correcta instalación y de su mantenimiento preventivo.

CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN.

La filosofía general de aplicación de los relés y equipos de protección es dividir el sistema eléctrico de potencia en zonas que puedan ser protegidas adecuadamente por equipos específicos. Las zonas afectadas en caso de falta deberán ser desconectadas de la red en un tiempo muy corto, causando el mínimo impacto en el resto del sistema que

permanezca en servicio. Los equipos de protección que comprenden cada zona podemos dividirlos en dos tipos:

- Protecciones primarias
- Protecciones de respaldo
 - ✓ Remoto
 - ✓ Local

Protecciones primarias.

En los sistemas de generación, las protecciones primarias se diseñan para que operen con gran rapidez ante cualquier tipo de falta que se produzca. Las protecciones primarias deberán ser aquellas que den la repuesta más rápida posible compatible y coordinada con las características del sistema.

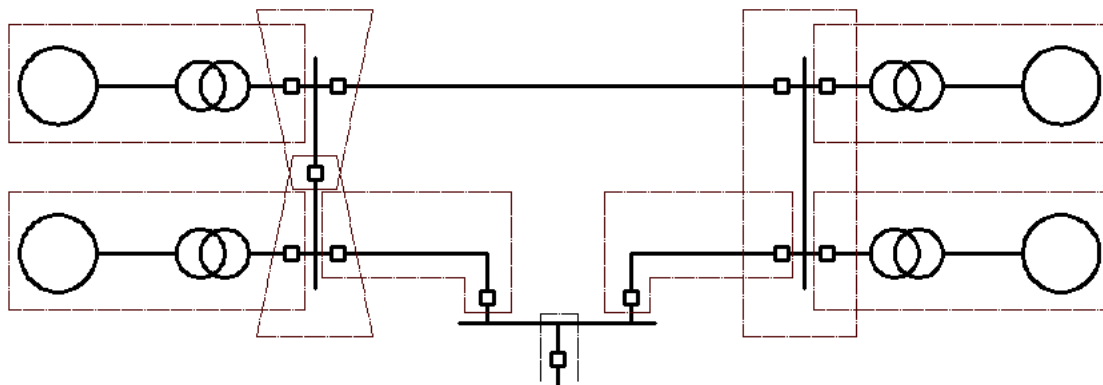


Figura 12. Zonas de protección primarias.

Protecciones de apoyo

Las protecciones de apoyo se instalan para cubrir los posibles fallos en los equipos de las protecciones primarias y también, de los posibles fallos del interruptor. Las causas que pueden producir los fallos en los relés son:

- Fallo en los circuitos de alimentación de C.A. por defecto en los transformadores de medida o en sus cables de conexión.
- Fallo en la fuente de alimentación de C.C de los circuitos de disparo y control.
- Fallo en los dispositivos auxiliares.
- Fallo en el propio relé.

Las causas que pueden contribuir al fallo de un interruptor son:

- Fallo en el circuito de disparo (alimentación C.C).
- Bobina de disparo en cortocircuito o en circuito abierto.
- Fallo mecánico en el dispositivo de disparo.
- Fallo en los contactos principales del interruptor.

Todo esquema de protección de apoyo debe servir de soporte tanto para el relé como para el interruptor o interruptores que accionan.

La protección de apoyo ideal debe ser instalada de forma que cualquier elemento o dispositivo que produzca en un momento dado un fallo en la protección primaria, no sea motivo también de fallo en la protección de apoyo. Es por lo que en casos muy concretos, se recomienda duplicar los circuitos de disparo y control, incluso los transformadores de medida.

Una condición básica es que la protección de apoyo no opere hasta que la primaria haya tenido la oportunidad de hacerlo. Por ello, siempre existe una demora asociada a la operación de las protecciones de apoyo. Cuando se produce un cortocircuito arrancan ambas protecciones para operar, pero si la primaria despeja la falta, la de apoyo debe reponerse antes de completar su ciclo de disparo. Si la falta no es despejada por la primaria, al cabo de un cierto tiempo programado actuará la protección de apoyo, disparando los interruptores necesarios para aislar la falta del sistema.

Protecciones de apoyo remoto

En las protecciones de apoyo remoto, las faltas se despejan desde las subestaciones o posiciones adyacentes a donde se ha producido la falta. Por ejemplo, consideremos el siguiente esquema:

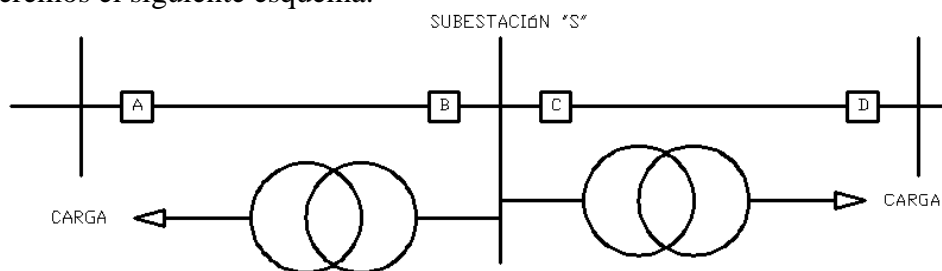


Figura 13. Actuación de protección de apoyo remoto.

En la figura 13, los relés con demora en A hacen la protección de apoyo de la línea CD (por ejemplo, segunda y tercera zona de los relés de distancia en A. Si se produce un fallo en el interruptor C para una falta en la línea CD, los relés en A dispararán los interruptores asociados aislando la falta. Es decir, los relés y el interruptor A darán la protección de apoyo a los relés y al interruptor C. De forma análoga, los relés y el interruptor D darán apoyo a los relés e interruptor B, y por lo tanto, los relés e interruptores en A y D servirán de apoyo a la subestación S. Si en las protecciones de las líneas que se muestran en la figura anterior se utilizan relés de distancia, el tiempo en despejar la falta por la protección de apoyo para una falta próxima al interruptor C, estará comprendido entre 0,25 s y 0,5 s. (segunda zona de los relés en A), mientras que para faltas próximas al interruptor D podría ser hasta de 3 segundos (tercera zona de los relés en A). Estos tiempos serían aún superiores si la protección de apoyo fuese a base de relés de sobreintensidad de tiempo diferido.

Las protecciones de apoyo remoto son de por sí lentas, y además, cuando operan provocan el disparo de más interruptores que los estrictamente necesarios para despejar

la falta, dejando parte del sistema sin suministro eléctrico en detrimento de la calidad de servicio y con el consiguiente perjuicio económico.

Protecciones de apoyo local

En las protecciones de apoyo local las faltas se despejan a través de los relés ubicados en la misma instalación. Este tipo de protección hace de apoyo del fallo en los relés, y también del fallo en el propio interruptor.

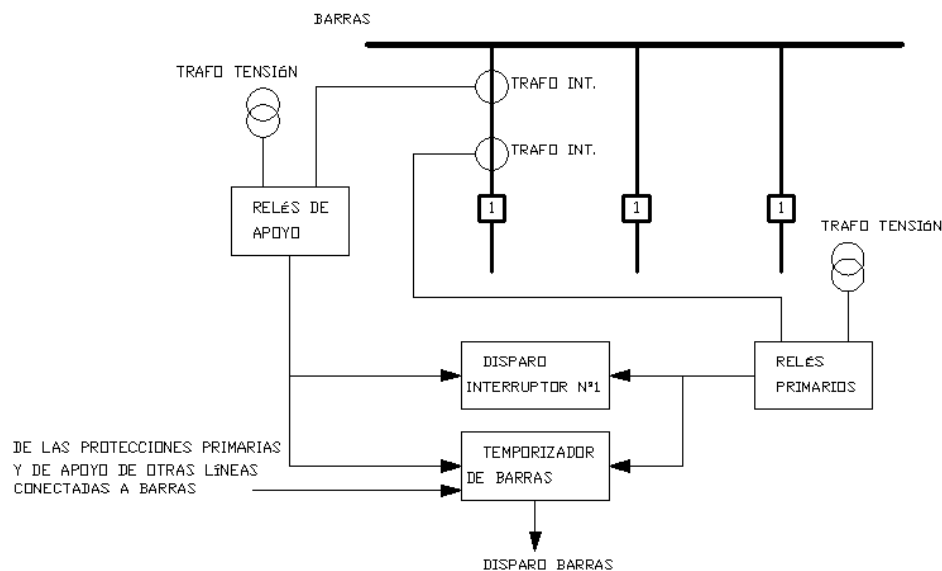


Figura 14. Esquema simplificado de apoyo local.

El esquema que se muestra es para una línea conectada a barras y con la utilización de protecciones redundantes en cada terminal de línea. La protección primaria puede ser, por ejemplo, un relé de distancia. La protección de apoyo puede ser idéntica a la protección primaria, aunque normalmente de distinta tecnología o integrada por equipos con otras funciones. Suelen utilizarse transformadores auxiliares distintos para ambas protecciones.

Si consideramos que se produce una falta en la línea protegida ambas protecciones operarán y darán orden de disparo al interruptor de línea. La protección de apoyo será tan rápida como la primaria. Al actuar cualquiera de los dos conjuntos de protección dando orden de inicio al ciclo de apertura del interruptor, mandarán al mismo tiempo arrancar al temporizador de la función de apoyo de fallo de interruptor. Si este, a pesar de recibir la orden no dispara, el relé de línea permanecerá en su posición de operado, permitiendo al temporizador que alcance el final del tiempo dando este temporizador orden de disparo a los otros interruptores asociados a la barra correspondiente, los necesarios para aislar la falta.

Para evitar que un fallo en la alimentación de C.C. anule las protecciones, es práctica usual duplicar las líneas de alimentación de los circuitos de disparo control, e incluso, en casos de sistemas de gran responsabilidad, grupos distintos de baterías

diseñando la circuiterías de disparo y control, de manera que las correspondientes a las protecciones primarias estén aisladas eléctricamente de aquellas de apoyo.

RELÉS ELECTRÓNICOS DIGITALES

La aparición en el mercado de los primeros microprocesadores, a finales de los años sesenta, impulsó a los grandes fabricantes de protecciones a diseñar sistemas basados en microprocesadores y aprovechar los desarrollos en tecnología de comunicaciones por fibra óptica que transmiten gran cantidad de información a alta velocidad. Las primeras aplicaciones fueron en las protecciones de extremos de línea por ser las más complejas. Posteriormente se han ido extendiendo a otros campos y en la actualidad, es raro el nuevo diseño que no integre microprocesadores en cualquiera de las funciones o equipos de protección.

El esquema básico de las protecciones digitales es muy parecido al de las protecciones estáticas, la diferencia fundamental es que las protecciones estáticas realizan las operaciones de medida (integración, comparación) de forma analógica con valores continuos, mientras que las protecciones digitales la realizan por medio de unos algoritmos que operan con los valores instantáneos muestreados de la señal de entrada. Para ello es necesario disponer de una unidad que realice un muestreo de esta señal y de un convertidor analógico-digital.

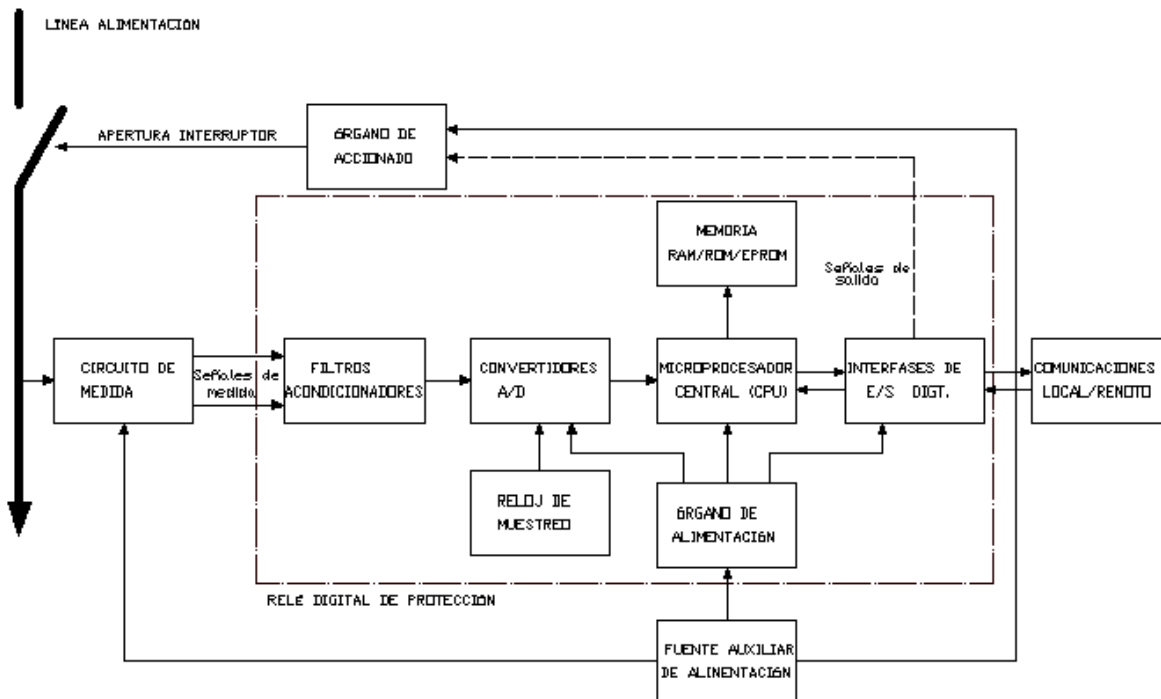


Figura 15. Esquema de relé electrónico digital.

En la figura 14 se observa el esquema de bloques de la arquitectura de un relé digital. Las señales de las intensidades y tensiones procedentes del *Circuito de Medida* (transformadores de intensidad y tensión), se acondicionan en unos circuitos acondicionadores analógicos, con eliminadores de transitorios, *filtros antialiasing* etc,

antes de ser transformadas en señales digitales a través de los *Convertidores Analógicos-Digitales A/D*, para posteriormente ser almacenadas a la espera de ser utilizadas en *Memorias RAM, ROM, EPROM, FLASH* etc. La conversión analógica-digital se hace normalmente por muestreo de las señales analógicas a través de un *Reloj de Muestreo* a unas frecuencias comprendidas entre 10/30 veces la frecuencia nominal de la red. Las señales digitalizadas se procesan en una unidad central *CPU(Micoprocesador)*, utilizando algoritmos de cálculo y dando como resultado la salidas digitales correspondiente a través de una *Interfase de Salida* hacia el *Órgano Accionado* y el *Canal de Comunicaciones*.

El algoritmo es el corazón de la función de protección digital, habiéndose desarrollado y publicado un gran número de ellos. Hoy en día se sigue investigando en este campo desarrollando nuevos algoritmos, ya que la bondad de los mismos se verá reflejada en las características y calidad de las protecciones digitales que los tengan incorporados en sus diseños. Las ventajas de este tipo de relés respecto a sus predecesores electromecánicos y de electrónica analógica son:

- Facilidad para incorporar autodiagnósticos y funciones automáticas de inspección, lo cual representa una gran mejora en la fiabilidad y la seguridad del sistema de protecciones. La supervisión continua permite la verificación de los circuitos de la CPU, memorias, dispositivos de ajuste y elementos de entrada y salida.
- Capacidad de almacenamiento de información sobre eventos y ajustes, que puede ser tratada y monitorizada de forma local en la instalación por medio del *HMI (Interfaz Hombre Máquina)*, o de forma remota desde un centro de operación del sistema a través de las *RTU (Unidad Remota de Telecontrol)*.
- Mejora de la flexibilidad y la aplicación. Se pueden normalizar relés con diferentes funciones que compartan el mismo *hardware*. Una aplicación software determina la función a realizar por el relé. Actualmente están completamente desarrollados los relés de protección *multifunción*.
- Mayor simplicidad. La complejidad de los actuales sistemas eléctricos requieren cada vez una arquitectura hardware más extensa y compleja en los relés electrónicos convencionales. A través de los microprocesadores en los modernos relés digitales, la arquitectura hardware queda reducida de forma considerable.
- Reducción del conexionado de los equipos. La posibilidad de sistemas de datos jerarquizados en los modernos microprocesadores permite transmitir las distintas señales por el mismo canal de comunicación. La utilización de los modernos sistemas de comunicación y *Buses de Campo* tales como *Profibus, Modbus, Devicenet, Ethernet*, conllevan la reducción de cableado de equipos, labores de mantenimiento y mejora las tareas de control y protección.

No obstante, quedan aspectos que pueden y deben ser mejorados; así, en el caso de las protecciones; se debe intensificar la investigación y el desarrollo con tecnología digital nuevos esquemas y algoritmos de protección que satisfagan plenamente los requisitos de los actuales sistemas y redes eléctricas. Respecto al hardware, las distintas

áreas de trabajo se basan en el estudio de la reducción del tamaño de los equipos y en el empleo de modernos microprocesadores y componentes electrónicos capaces de aumentar su velocidad de muestreo y procesamiento de datos. También en el desarrollo de nuevos tipos de transductores y elementos de medida con una baja disipación de potencia y en tecnologías para la inmunidad eléctrica y electrónica ante perturbaciones (ruidos, sobretensiones, interferencias) de los equipos.

Actualmente, en el campo de las protecciones se están desarrollando una nueva clase de relés digitales y dispositivos auxiliares inteligentes (IED's), capaces de desarrollar aplicaciones de alto nivel en el entorno de las comunicaciones y tratamientos de datos. Se está trabajando y de forma muy intensa, tanto en lo relacionado internamente al relé, como en lo externo a él, todo lo que conlleva la integración, automatización, sincronización y arquitectura de los sistemas de protecciones, y en la configuración de modernos sistemas de comunicaciones para grandes instalaciones eléctricas; subestaciones y centrales de generación. En estos días, se está trabajando de forma muy intensa en nuevos protocolos de comunicaciones, cabe destacar El estándar de comunicaciones *IEC 61850*, que establece la capacidad de interoperabilidad total entre los equipos de protecciones que comprenden la instalación, tanto los propios relés como los elementos auxiliares, de cualquier fabricante, a través de un bus *Ethernet*. Permite simplificar la configuración de los equipos individualmente como la comunicación conjunta, las aplicaciones de alto nivel y una mejora en supervisión y control remota. Este sistema de automatización para las instalaciones eléctricas (*Substation Automation System*) parece a priori ser el futuro desarrollo de los modernos sistemas de protecciones.

SISTEMA DE PROTECCIÓN DE GRUPO

A continuación se muestra el esquema típico de la protección de Grupo, que contempla las funciones de protección del Generador (estator y rotor), Barras y Transformador.

El elemento más crítico del Sistema de Protección de Grupo es el Generador, por ser el elemento de mayor coste económico, y sobre todo por ser una máquina rotativa, que se ve afectada en gran manera por perturbaciones de la red que crean solicitaciones eléctricas, mecánicas (junto con la turbina) muy severas.

Las funciones de protección de Grupo se pueden clasificar atendiendo a su importancia cualitativa en:

- Funciones de protección principales (40, 27, 59, etc.)
- Funciones de protección secundarias o de respaldo. (21, 51V)

Atendiendo a la naturaleza y localización de la perturbación ante la que operan en:

- Funciones intrínsecas: Actúan exclusivamente ante fallas ocurridas dentro de la central. Son completamente selectivas (87, 64)
- Funciones extrínsecas: Actúan también de forma retardada y coordinada (respaldo) ante perturbaciones externas de la red (21, 50/51 etc.)

El esquema general del Sistema de Protección de Grupo es el siguiente:

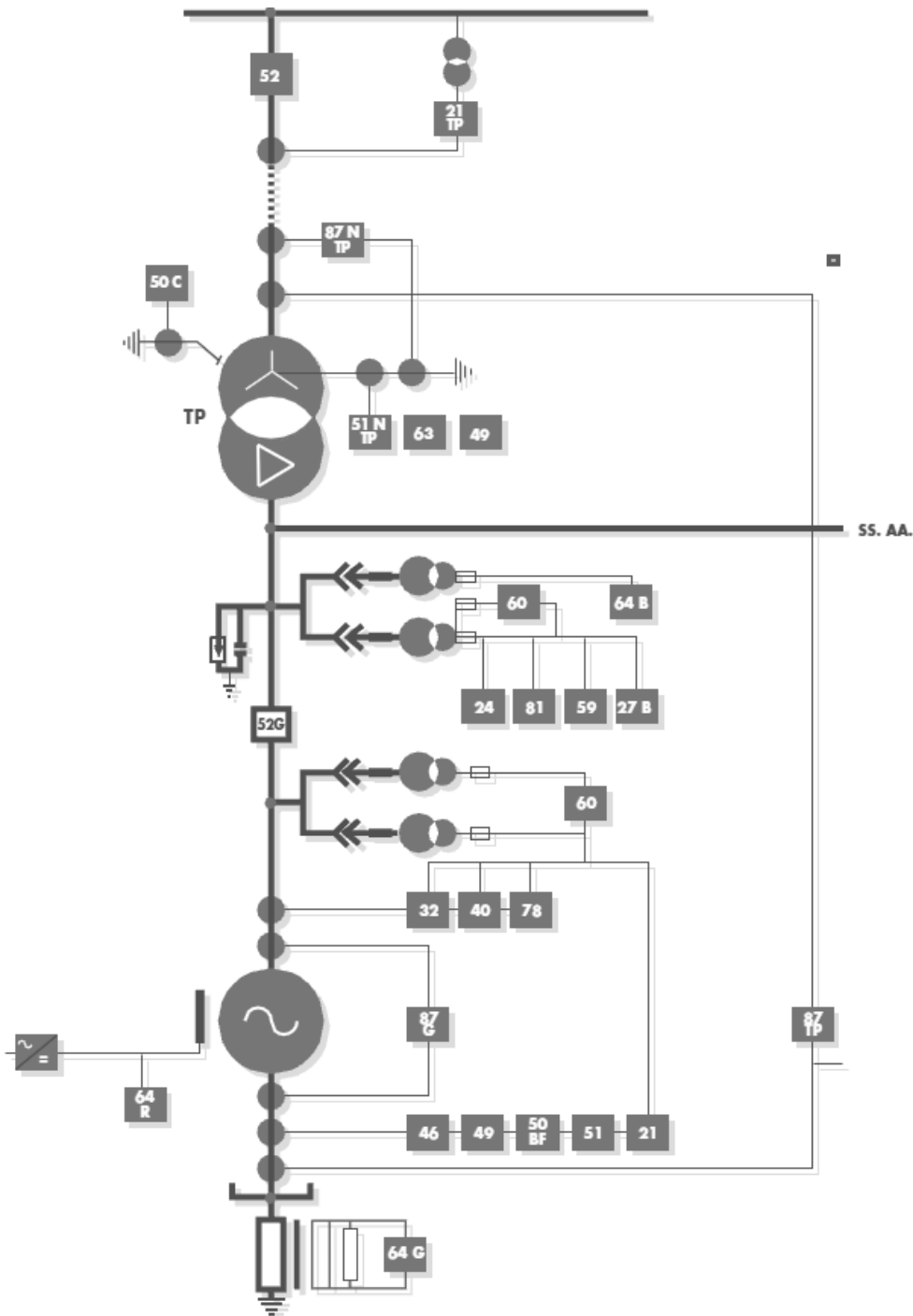


Figura 16. Esquema general de protección de Grupo

Las principales funciones de protección de Grupo atendiendo a la clasificación de la Norma *ANSI/IEEE C37.2*.

| Función ANSI/IEEE | Descripción |
|------------------------------|---|
| 87G | Protección Diferencial de Generador |
| 87TP | Protección Diferencial de bloque |
| 87N TP | Protección de Falta a tierra restringida de Transformador |
| 64G | Protección de Falta a tierra de estator 100% |
| 64R | Protección de Falta a tierra de rotor |
| 64B | Protección de Falta a tierra de barras |
| 63B | Relé Bulchholz de Transformador |
| 21TP | Protección de Distancia. (Respaldo) |
| 51V | Protección de Sobreintensidad restringida por tensión (Respaldo) |
| 32 | Protección Direccional de potencia. |
| 40 | Protección contra Pérdida de Excitación |
| 46 | Protección contra Secuencia Inversa de Corrientes |
| 47 | Protección contra Secuencia Inversa de Tensiones |
| 49 | Protección de Sobrecarga Térmica de Generador. |
| 50/51 | Protección de Sobreintensidad de Fase |
| 50N | Protección de Sobreintensidad de Neutro |
| 27 | Protección de mínima tensión. |
| 59 | Protección de Sobretenión de Fase |
| 60 | Protección de Supervisión de trafos de tensión |
| 78 | Protección contra Pérdida de Sincronismo |
| 24 | Protección de Sobreexcitación |
| 67 | Protección direccional de Sobreintensidad. |
| 81 | Protección de Frecuencia |
| 86 | Relé de Disparo |
| 50/27 | Protección contra Energización Accidental |
| 52 | Interruptor |
| 50BF | Protección de Fallo de Interruptor |

Tabla 1. Funciones de protección de Grupo.

4. Diseño del Sistema de Control y Protección.

Como ya se indicó en el apartado de Introducción y Alcance del proyecto del presente documento, la solución técnica encontrada se ha desarrollado a través de una serie de fases de estudio y diseño que se procede a detallarse en los apartados siguientes.

4.1 Especificaciones técnicas.

A continuación se exponen los criterios generales y especificaciones técnicas más importantes referentes a la central y a la red eléctrica de conexión, remarcando los aspectos relacionados con los equipos electromecánicos y lo referente al Sistema de Control y Protección.

Los documentos completos de especificaciones técnicas se encuentran en el apartado de Anexos del presente proyecto.

4.1.1 Central Hidroeléctrica.

El proyecto “*Central Hidroeléctrica Pando*” (de aquí en adelante C.H. Pando) del que parte el presente Proyecto Fin de Carrera está incluido dentro del proyecto de ejecución hidrológico y obra civil “*Presas de Pando y Monte Lirio*” con motivo de las labores de ampliación y mejora de la red de transmisión y transporte de energía eléctrica desarrolladas por ETESA en la República de Panamá. El proyecto hidráulico conjunto consiste en la operación en cascada de ambas plantas a través del margen izquierdo y a lo largo de 18 km del *Rio Chiriquí Viejo*, en la provincia de *Chiriquí*, en Panamá, cerca de la frontera con Costa Rica.

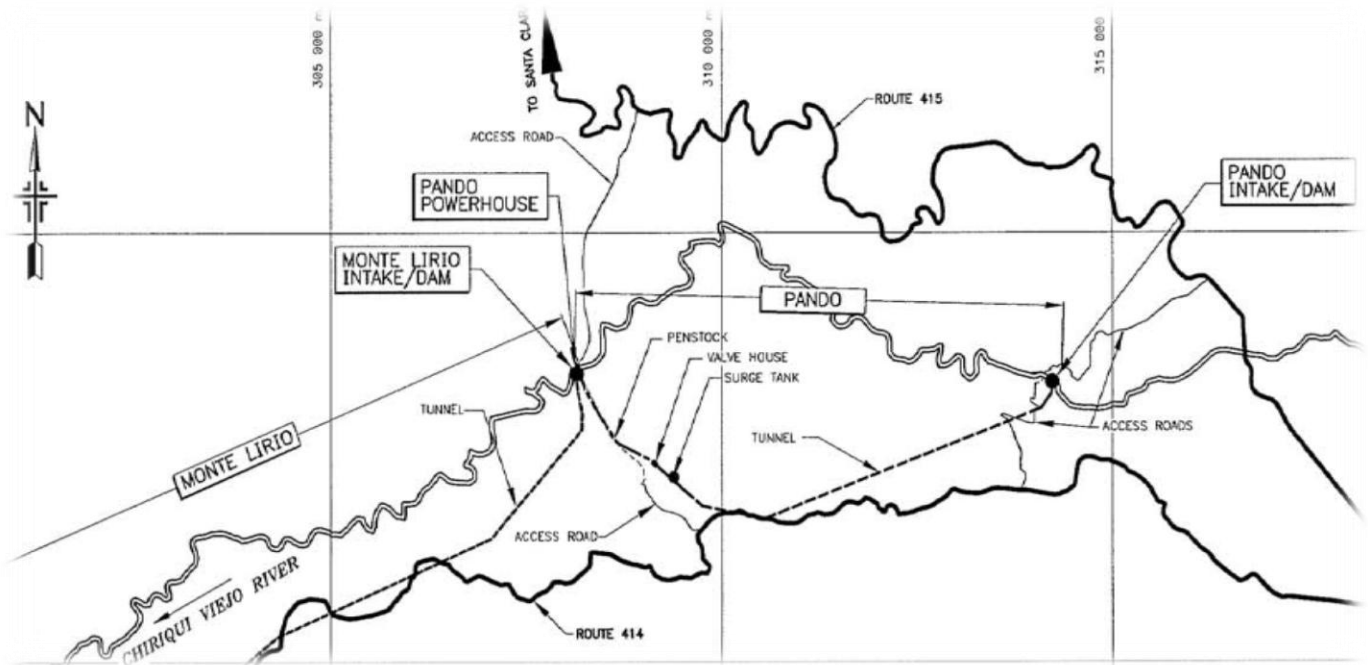


Figura 17. Localización del proyecto Presas de Pando y Monte Lirio

Según se desprende del documento de especificaciones técnicas generales “*Basic Design Report, Appendix 4–Technical Specifications, Volume 2 – Electromechanical Equipment*”, adjunto en el apartado de Anexos del presente proyecto, la obra civil

principal supone la creación de una presa de gravedad de hormigón compactado (RCC) de 30m de altura y longitud de coronación 170m. Además de la presa, existen otra serie de instalaciones complementarias para canalizar el caudal de agua hasta la central:

- En la misma presa, una compuerta radial de acero de dimensiones 5 x 5m y caudal máximo de $250\text{m}^3/\text{s}$ para un nivel de 25m, para la evacuación de sedimentos de fondo de presa. Esta compuerta está equipada con una ataguía de iguales dimensiones para un nivel máximo de 23m.
- La obra de toma situada en el margen izquierda del río, aguas arriba de la presa, para canalizar el caudal en el sistema de conducción de agua, compuesta por sendas compuertas y ataguías planas de acero de dimensiones 3 m de ancho x 6 m de largo para un nivel máximo de 23m en serie con una válvula de bypass de 600mm de diámetro y caudal nominal de $1,2\text{ m}^3/\text{s}$ para un nivel máximo de 20m y un juego de bombas de achique de 10 l/s a una altura nominal de 7m. En el último tramo de la obra de toma se encuentra el bastidor enrejado de dimensiones 6m de ancho x 5 m de alto que permite el paso de un caudal máximo de $14,5\text{m}^3/\text{s}$ equipado con una máquina limpiarrejas, y sendas ataguías previas a las compuertas planas verticales de toma de dimensiones todas ellas de 3 m de ancho x 3 m de alto, que se elevan en su lado más alto hasta una cota de 19 m. Para la instalación y mantenimiento de todos estos equipos existe en la obra de toma un puente grúa con capacidad de carga de 10Tn.
- Un túnel de 5km de longitud de hasta la tubería de presión forzada, de dimensiones 6m de ancho x 5m de alto, equipada con una chimenea de equilibrio para evitar sobrepresiones.
- La caseta de válvula equipada con una válvula mariposa de 2,4m de diámetro y 65m de nivel máximo capaz de cerrar bajo un caudal de $18\text{m}^3/\text{s}$ y una válvula de bypass. Para la instalación y mantenimiento de todos estos equipos existe en la caseta de válvula un puente grúa con capacidad de carga de 10Tn.
- Una tubería de presión forzada de 2km de longitud hasta la entrada de la Casa de Máquinas.

Una vez llegados a la central, como obra civil restaría las instalaciones de la Casa de Máquinas y la Subestación intemperie adyacente donde se producirá el vertido de energía eléctrica hacia la línea de transmisión C.H PANDO- S.E. DOMINICAL

En cuanto a los equipos electromecánicos de la Casa de Máquinas y Subestación, se desprende de la documentación de especificaciones técnicas que consistirán en:

- Dos turbinas tipo “Pelton” de 16 MW con caudal nominal de $7,25\text{ m}^3/\text{s}$ y un salto neto de 254,6 m de eje vertical, equipadas con 6 inyectores motrices más 1 inyector de frenado a contrachorro.
- Estas turbinas estarán acopladas directamente a sendos generadores síncronos con rotor de polos salientes de 18,5 MVA, 13,8 kV, 60 Hz, 450 rpm.

- Aparellaje de MT y AT de tecnología GIS, encapsulado en Hexafloruro de Azufre (SF₆).
- Un único transformador de potencia de 3 devanados 230 kV $\pm 2 \times 2,5\%$ /13,8 kV/13,8 kV 50/30/20 MVA ONAN Ynd11d11, compuesto por un devanado primario de 230 kV con intercambiador de tomas en vacío, y 2 devanados secundarios de 13,8 kV, uno de ellos de 20 MVA y otro de 30 MVA.

Para mayor información consultar el apartado de Anexos donde se encuentran toda la documentación referente a los proveedores y características de estos equipos.

La explotación de la central tendrá una topología como la que se muestra más adelante en el apartado 4.3.1 “*Topología de explotación de la central. Unifilares de AT/MT*”, dónde se puede observar los aspectos más destacados.

Existen varias razones por la que los devanados secundarios del transformador principal sean de distinta potencia. Una de ellas es que en el devanado de 30 MVA se aprovechará también para la conexión de una línea externa llamada “*Línea Minicentrales 13,8kV*”, que sirve de enlace con una serie de plantas de microgeneración de propiedad particular, con una potencia nominal aproximada de 8 MW. Otro las razones es la conexión de otra línea adicional de 13,8 kV en el devanado de 20 MVA que se destinará a la alimentación y suministro de energía de los Servicios Auxiliares de Presa de C.H. Pando.

Esta obra también contempla la realización de diversas carreteras y caminos de acceso a las instalaciones citadas.

4.1.2 Red eléctrica de conexión.

Como se ha señalado anteriormente, la Subestación intemperie adyacente a la Casa de Máquinas es el punto de conexión y enlace con la Red Eléctrica de Potencia, y donde se producirá el vertido de energía eléctrica a través de la línea de transmisión C.H PANDO- S.E. DOMINICAL, de 230 kV, hasta la subestación eléctrica de reparto S.E. Dominical, de que forma parte del anillo de potencia de 230 kV y red de interconexión SIEPAC entre los países de Panamá, Costa Rica, Honduras, Nicaragua, El Salvador, y Guatemala.

La línea de transmisión C.H PANDO- S.E. DOMINICAL tendrá una longitud total de 19,6 km, y tendrá la composición siguiente:

- Traza de la línea.
 - ✓ Tramo 1: de PI5 (punto de entronque Y”, torre DD, doble circuito) a la S.E. Dominical con una longitud de 9.4 km, doble circuito, ACSR 750 kcm.
 - ✓ Tramo 2: de PI5 (punto de entronque “Y”, torre DD, doble circuito) a la C.H. Pando con una longitud de 7.6 km, simple circuito, ACSR 750 kcm.

- Capacidad de Transporte de cada línea
 - ✓ Corriente máxima admisible: 905.2A
 - ✓ Potencia máxima de transporte: 360.6MVA

Para comprender de forma global el alcance y la estructura del Proyecto “Presa de Pando”, se muestran en el apartado de Anexos del presente Proyecto Fin de Carrera, los planos y diagramas de los siguientes sistemas e instalaciones:

- Plano de localización general.
- Perfil Hidrográfico y disposición general.
- Plano de disposición de la Caseta de Válvula (Válvula Mariposa aguas arriba de la tubería).
- Planos de disposición general de la Casa de Máquinas.
 - ✓ Planta 1(turbina).
 - ✓ Planta 2(generator).
 - ✓ Perfil (transversal).
 - ✓ Alzado (frontal).
- Planos de disposición general de Subestación.
 - ✓ Planta.
 - ✓ Perfil (transversal).
- Esquema Unifilar Sistema Eléctrico de Potencia de Panamá (Sistema SIEPAC).

En cuanto al Sistema de Control de la central, el documento de especificaciones técnicas de control “*Basic Design Report, Appendix 4–Technical Specifications, Volume 2 – Electromechanical Equipment*” en su apartado “*Section C17 Control, Protection Metering and Communication*”, establece que estará compuesto por un sistema de control distribuido (DCS), equipado con Puestos de Operación Cliente / Servidor SCADA, un sistema redundante de comunicación remota RTU (Gateways), impresoras y un sistema de red local LAN (Red de Área Local) redundante también llamada Red de Proceso que incluye lo siguiente:

- Dos controladores de Grupo (PLC)
- Un controlador Sistemas Auxiliares Comunes
- Un controlador de la subestación
- Un controlador de Presa
- Un controlador de Toma
- Dos equipos de sincronización automática de Grupo
- Un sistema sincronización horaria GPS
- Un sistema de instrumentación para el control del nivel de agua en la Toma
- Un sistema de fibra óptica para comunicación de la Casa de Máquinas con la subestación, la presa, la Caseta de Válvula y la Toma

Los Puestos de Operación Cliente / Servidor SCADA se encuentra en la Sala de Control, donde a través de las pantallas se mostrará el estado de los generadores, turbinas, la subestación de 230 kV, los Sistemas Auxiliares y los circuitos hidráulicos, junto con el panel de alarmas y el registro de eventos.

Las funciones de control deben permitir el arranque/parada de Grupo paso a paso de forma manual o el arranque-parada automático completo de cada Grupo junto con las operaciones de control de forma local desde los Armarios de Control y Protección y CCM's de los sistemas hidráulicos y sistemas auxiliares de Grupo.

En cuanto al Sistema de Protección de la central, el documento de especificaciones técnicas de control *“Basic Design Report, Appendix 4–Technical Specifications, Volume 2 – Electromechanical Equipment”* en su apartado *“Section C17 Control, Protection Metering and Communication”*, establece que el Sistema de Protección tendrá comunicación directa con el Sistema de Control Distribuido (DCS) a través de diferentes enlaces para el intercambio de información tal como alarmas, eventos, estados de apartamento, comandos de control etc. Sin embargo, el Sistema de Protección debe ser capaz de realizar todas sus funciones de forma autónoma sin depender del sistema DCS salvo aquellas funciones no críticas que estén vinculadas directamente con el sistema DCS.

El Sistema de Protección de la central incluye lo siguiente:

- Protección de Generador
- Protección de Transformador principal
- Protección de Barras 230 kV
- Protección de Sistemas Auxiliares.

Las funciones de protección de Grupo y de Transformador Principal serán realizadas por relés multifunción numéricos de última generación, e incluirán el disparo e interfaces de alarma de las protecciones mecánicas del Generador y del Transformador Principal. Todas las funciones estarán comunicadas y conectadas a la red LAN de control DCS para supervisión de estados, alarmas, configuración remota, y descarga de registros de eventos.

Existirán dos esquemas de protección independientes: un sistema principal, y otro de respaldo. Cada relé de protección existente en la central se incluirá en alguna de estas dos categorías. Los relés de cada esquema se conectarán a través de devanados de transformadores de medida y protección independientes para la redundancia de la medida de la corriente de falta.

Atendiendo a lo expuesto en el documento de especificaciones técnicas de protección *“0340-GE-01-46-A97-0001_A (Filosofía de protección y Metodología de Ajustes)”*, para definir el esquema de protecciones se debe estudiar las características que tiene el sistema eléctrico de transporte de SIEPAC en tres estados principales:

- *Estado de operación normal:* es el estado de flujo de carga en las líneas establecido en los diferentes escenarios de generación, máxima, mínima, invierno, verano, así como las contingencias de operación más severas de estado estable que pueden cargar las líneas de transmisión.
- *Estado de operación anormal:* son estados transitorios producto de cambios de estado de operación normal o de estados de falla liberados por las protecciones que evolucionan a un nuevo estado normal. Durante estos estados se establecen oscilaciones de potencia que deben ser identificadas para establecer el impacto sobre las protecciones.
- *Estado de operación bajo falla:* es el estado de las líneas cuando existe un cortocircuito en la red de transporte. Se caracteriza por altas corrientes y bajos voltajes en las líneas. Esta combinación establece una baja impedancia en las líneas lo que puede llevar a pérdidas de estabilidad de los sistemas si el tiempo de permanencia de la falla es alto. Por lo tanto la eliminación del elemento fallado del sistema eléctrico debe realizarse en el menor tiempo posible.

El sistema de protección debe considerar los tres estados anteriores. Este sistema no debe operar para los estados de operación normal, debe arrancar y vigilar los estados anormales y finalmente debe identificar todos los estados de falla y desconectar el elemento fallado antes de que la falla arrastre a los sistemas a condiciones de inestabilidad. El esquema de protecciones debe tener relés dedicados a detectar y liberar fallas en las líneas en el menor tiempo posible. Además se debe considerar la posibilidad de que la protección falla por lo cual se debe existir un segundo sistema de protecciones independiente que garantice la protección aún si el primer sistema falla, a este sistema se le conoce como sistema de protección de respaldo.

4.2 Estudio base del Sistema Eléctrico de Potencia.

Una vez estudiado y valorado la documentación y especificaciones técnicas generales, ya estamos en disposición de generar una idea bastante aproximada del conjunto de la central. A continuación procederemos a determinar el equivalente de red de C.H. Pando y su enlace con el sistema SIEPAC, para poder generar los modelos de impedancia de red y valores de cortocircuito existentes en todos los niveles de tensión de la central, lo que nos permitirá determinar:

- Poder de corte mínimo y calibres del aparellaje.
- Filosofía de protección y parámetros de ajustes
- Estudio de Estabilidad transitoria. (Fuera de alcance)
- Red de tierras de la central. (Fuera de alcance).

4.2.1 Determinación del equivalente eléctrico del sistema.

La información necesaria para crear el equivalente eléctrico de impedancias del conjunto Central + Red SIEPAC al que se va a conectar C.H. Pando se ha obtenido a partir del documento “*Estudio de Cortocircuito para el Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central – SIEPAC ref. 0340-GE-01-46-A97-0002 rev A*” que se encuentra en el apartado de Anexos de presente proyecto.

Para la determinación del equivalente eléctrico del sistema se ha considerado las recomendaciones recogidas en la norma IEC 60909. A continuación se indican algunas de las definiciones más importantes de los términos que se utilizan en dicha norma:

Impedancia de la red Z_R

En las redes trifásicas es la designación simplificada de la impedancia directa Z_1 , para el cálculo de las corrientes de cortocircuito trifásicas.

Impedancia directa Z_1

Es la impedancia por fase vista desde el punto de defecto en el sistema directo. Se obtiene la impedancia directa cuando un sistema de tensión simétrico de sentido directo se aplica al punto del defecto y todas las f.e.m. de las máquinas síncronas y asíncronas están puestas en cortocircuito.

Impedancia inversa Z_2

Es la impedancia por fase vista desde el punto de defecto en el sistema inverso. Se obtiene la impedancia inversa cuando un sistema de tensión simétrico de sentido inverso se aplica al punto del defecto. Las impedancias inversas no difieren de las impedancias directas más que en el caso de máquinas giratorias trifásicas.

Impedancia homopolar Z_0

Es la impedancia por fase vista desde el punto de defecto en el sistema homopolar. Se obtiene la impedancia homopolar cuando se aplica al punto del defecto una tensión entre los conductores puestos en cortocircuito y los conductores de retorno comunes. La impedancia homopolar de los generadores es considerablemente menor que la impedancia directa. La impedancia homopolar de los transformadores depende del grupo de conexión de los mismos.

Reactancia sub-transitoria longitudinal saturada X''_d

Es la reactancia efectiva de la máquina síncrona en el instante en que se produce el cortocircuito. Se determina a partir de la tensión nominal y de la corriente inicial simétrica de cortocircuito a la velocidad nominal y a la excitación nominal en vacío.

Se calcula la corriente simétrica de cortocircuito para cada uno de los dos sistemas de corriente alterna existentes en la C.H. Pando:

- Sistema de Alta tensión (AT), de 230 kV.
- Sistema de Media tensión (MT), de 13,8 kV.

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

El sistema de estudio para el cálculo de corrientes de cortocircuito correspondiente a la C.H. Pando, se puede esquematizar del modo indicado en la figura que se muestra a continuación.

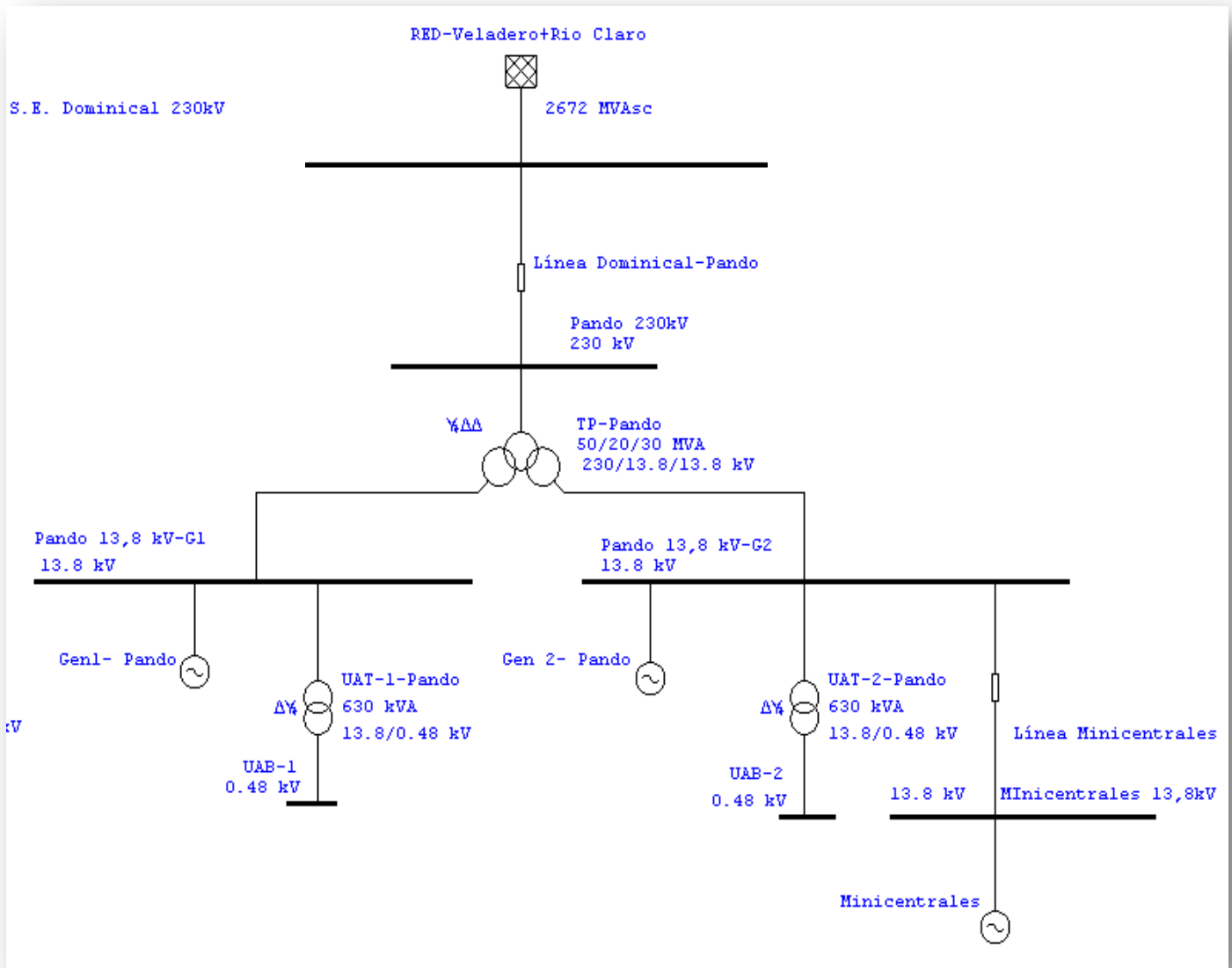


Figura 18. Esquema del Sistema C.H.PANDO - SIEPAC

La central Pando consta de 2 grupos generadores acoplados cada uno a un devanado secundario de 13,8 kV del transformador elevador, interconectado a la red de Alta tensión de 230 kV.

A las barras *Pando 13.8kV-G2*, se conecta una línea de 13.8 kV donde evacúan la potencia diversas “Minicentrales Hidroelécticas”. Se ha considerado la aportación aproximada de estas Minicentrales y posibles futuras ampliaciones hasta una potencia acumulada de 8 MVA.

Se calcularán las corrientes de cortocircuito en las barras de 13,8 y 230 kV en base a la sección segunda de la norma IEC 60909, correspondiente a faltas cercanas a generador.

A continuación se presentan los datos necesarios para la realización de los cálculos.

Red de 230 kV

De acuerdo a los datos proporcionados en el documento “*Estudio de Cortocircuito para el Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central – SIEPAC ref. 0340-GE-01-46-A97-0002 rev A*” hemos asumido los siguientes valores de corrientes máximas de cortocircuito, trifásico y monofásico, en la barras de 230 kV de la Subestación remota *S.E Dominical*, calculados como los máximos entre los valores de cortocircuito en barras de 230kV de las subestaciones eléctricas de *Veladero* y *Rio Claro*, donde se ha planeado la nueva subestación, con un porcentaje de incremento de un 10% para considerar futuros incrementos de potencia en la red.

| Subestación | U(kV) | Cortocircuito | I” _K (A) | S” _K (MVA) |
|--------------|-------|---------------|---------------------|-----------------------|
| SE Dominical | 230 | Trifásico | 6.708 | 2.672 |
| | | Monofásico | 5.560 | 2.215 |

Tabla 2. Potencia de cortocircuito S.E. Dominical.

Embarrados

Las impedancias de los embarrados no van a ser consideradas dada su escasa influencia en caso de cortocircuito, estando además de este modo del lado de la seguridad.

Líneas aéreas

La longitud y las impedancias de la línea aérea de conexión entre el embarrado de 230kV de C.H. Pando y la SE Dominical remota son las siguientes, en base a la información proporcionada por ETESA:

- Traza de la línea.
 - ✓ Tramo 1: de PI5 (punto de entronque Y”, torre DD, doble circuito) a la S.E. Dominical con una longitud de 9.4 km, doble circuito, ACSR 750 kcm.
 - ✓ Tramo 2: de PI5 (punto de entronque “Y”, torre DD, doble circuito) a la C.H. Pando con una longitud de 7.6 km, un circuito, ACSR 750 kcm.
 - ✓

– Impedancia Secuencia Positiva

$$\begin{aligned}
 Z_k &= 0.1018 + j \ 0.4937 = 0.5041 \left| \begin{array}{l} 78.342^\circ \\ \hline \end{array} \right. \text{ Ohm/km} \\
 Z &= 1.7160 + j \ 8.3175 = 8.4927 \left| \begin{array}{l} 78.342^\circ \\ \hline \end{array} \right. \text{ Ohm} \\
 Z_{pu} &= 0.0032 + j \ 0.0157 = 0.0160 \left| \begin{array}{l} 78.342^\circ \\ \hline \end{array} \right. \text{ pu}
 \end{aligned}$$

– Impedancia Secuencia Cero

$$\begin{aligned}
 Z_k &= 0.2878 + j \ 1.1373 = 1.1737 \left| \begin{array}{l} 75.803^\circ \\ \hline \end{array} \right. \text{ Ohm/km} \\
 Z &= 4.8497 + j \ 19.1707 = 19.774 \left| \begin{array}{l} 75.803^\circ \\ \hline \end{array} \right. \text{ Ohm} \\
 Z_{pu} &= 0.0091 + j \ 0.0362 = 0.0373 \left| \begin{array}{l} 75.803^\circ \\ \hline \end{array} \right. \text{ pu}
 \end{aligned}$$

– Impedancia Mutua

$$\begin{aligned}
 Z_{mk} &= 0.0574 + j \ 0.3361 = 0.3409 \left| \begin{array}{l} 80.295^\circ \\ \hline \end{array} \right. \text{ Ohm/km} \\
 Z_m &= 0.5241 + j \ 3.0647 = 3.1092 \left| \begin{array}{l} 80.295^\circ \\ \hline \end{array} \right. \text{ Ohm} \\
 Z_{mpu} &= 0.0009 + j \ 0.0057 = 0.0058 \left| \begin{array}{l} 80.295^\circ \\ \hline \end{array} \right. \text{ pu}
 \end{aligned}$$

Generadores

Los datos proporcionados de los generadores de C.H. Pando son los siguientes:

| | |
|-------------------|------------|
| Potencia aparente | 18500 kVA |
| Frecuencia | 60 Hz |
| Tensión | 13800 V |
| Intensidad | 774 A |
| Velocidad | 450 r.p.m. |
| Cosφ | 0,90 |

| | |
|-------------------------------------|-----------------|
| <i>Reactancias</i> | <i>Saturada</i> |
| Síncrona directa (Xd) % | 88,6 |
| Transitoria directa (Xd') % | 29,8 |
| Subtransitoria directa (Xd'') % | 19,0 |
| Sec. inversa (X2) | 21,3 |
| Sec. homopolar (X0) | 11,8 |
| Transversal (Xq) % | 52,7 |
| Subtransitoria transversal (Xq'') % | 24,2 |

| | |
|-----------------------------------|------|
| <i>Constantes de tiempo</i> | |
| Transitoria abierto directa (Td') | 1,46 |
| Subtransitoria directa (Td'') | 0,03 |

Tabla 4. Datos de Generador

Transformador

Existe un único transformador que dispone de dos devanados secundarios de potencia nominal distinta. Los datos proporcionados para C.H. Pando son los siguientes:

| | |
|--|-----------------------------|
| Potencia aparente | 50/20/30 MVA |
| Refrigeración | ONAN |
| Tensión primaria | $230 \pm 2 \times 2,5\%$ kV |
| Tensión secundaria | 13,8 kV |
| Grupo de conexión | YNd11d11 |
| Intensidad lado 13,8kV 20 MVA | 836,7 A |
| Intensidad lado 13,8kV 30 MVA | 1255,1 A |
| Intensidad lado 230kV | 125,5 A |
| <i>Reactancias</i> | |
| Impedancia de cortocircuito 20MVA ($Z_{cc}\%$) | 15,5 % |
| Impedancia de cortocircuito 30MVA ($Z_{cc}\%$) | 11 % |

Tabla 5. Datos de Transformador

4.2.2 Estudio de cortocircuito de la central.

Para el cálculo y estudio de cortocircuito del conjunto Central + Red, se siguen las recomendaciones y procedimientos establecidos en la norma IEC 60909, llegando a resultados conservadores pero con un grado suficiente de aproximación. El modelo de impedancias de cortocircuito del sistema sometido a estudio, está basado en los valores nominales de los equipos eléctricos y en la disposición física de explotación del mismo

Para la realización de este estudio de cortocircuito se ha utilizado la herramienta software ETAP 6.0, que emplea la norma IEC 60909 en su algoritmo de cálculo. A continuación se indican algunas de las definiciones más importantes de los términos que se utilizan en ETAP 6.0, y que corresponden con los utilizados en la norma citada anteriormente:

Corriente de cortocircuito

Es la corriente que pasa por el punto del defecto durante la duración del cortocircuito. Esta corriente estará compuesta de una corriente simétrica de cortocircuito y de una componente continua que decrece hasta llegar a anularse.

Corriente simétrica de cortocircuito

Es la componente a la frecuencia industrial de la corriente de cortocircuito. En el caso de cortocircuito próximo al alternador el valor decrece desde el valor de la corriente inicial simétrica de cortocircuito al valor de la corriente de cortocircuito

permanente. En el caso de cortocircuito alejado del alternador el valor queda prácticamente constante durante toda la duración del cortocircuito.

Corriente de cortocircuito inicial simétrica I''_K

Es el valor eficaz de la corriente simétrica de cortocircuito en el instante en que se produce el mismo. Su valor se determina por las impedancias efectivas de la red y por las reactancias sub-transitorias longitudinales de las máquinas síncronas.

Corriente de cortocircuito permanente I_K

Es el valor eficaz de la corriente simétrica de cortocircuito que se mantiene tras desaparecer todos los fenómenos transitorios. Su valor depende notablemente de la excitación de los generadores.

Tensión inicial de una máquina síncrona E''

Es el valor eficaz de la f.e.m. interna en el instante en que se produce el cortocircuito. Se indica como tensión simple, y es función de la carga previa.

Tensión de servicio de la red U_h

Es la media de la tensión eficaz a lo largo del tiempo entre los conductores. La tensión de servicio de la red puede ser semejante a la tensión nominal de la misma, si ésta no funciona durante largo tiempo bajo una tensión elevada.

Tensión nominal de la red U_N

Es la tensión entre los conductores para la cual está diseñada la red, y a la que se refieren las características de funcionamiento especificadas.

Potencia inicial simétrica de cortocircuito S''_K

Es el producto de la corriente inicial simétrica de cortocircuito, en el caso del cortocircuito trifásico, por la tensión nominal de la red y por el factor $\sqrt{3}$. Habitualmente se denomina potencia de cortocircuito.

Cortocircuito próximo

Un cortocircuito se dice próximo en el caso de un cortocircuito trifásico, cuando la componente de corriente simétrica inicial de cortocircuito pasa del doble de su corriente nominal, para alguna máquina síncrona.

Cortocircuito alejado

Un cortocircuito se dice alejado cuando este valor no es sobrepasado por ninguna máquina síncrona.

CALCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO TRIFASICO

A continuación se muestran los resultados obtenidos con la herramienta software ETAP 6.0:

| Cortocircuito | U(kV) | Fuente | I''_K (kA) | S''_K (MVA) |
|---|-------|---------------------------------|--------------|---------------|
| Barra principal 230 kV | 230 | Red | 5,424 | 2161 |
| | | Generadores + Minicentrales | 0,475 | 189 |
| | | Total | 5,894 | 2348 |
| Transformador lado 13,8 kV (sec.20 MVA) | 13,8 | Generador | 4,410 | 105 |
| | | Red + lado Transformador 30 MVA | 18,892 | 452 |
| | | Total | 23,300 | 557 |
| Transformador lado 13,8 kV (sec.30 MVA) | 13,8 | Generador | 4,410 | 105 |
| | | Minicentrales | 2,295 | 55 |
| | | Red + lado Transformador 20 MVA | 18,341 | 438 |
| | | Total | 25,043 | 599 |
| Barras UAB-1 | 0,48 | Red+Generadores | 13,547 | 11 |
| | | Total | 13,547 | 11 |
| Barras UAB-2 | 0,48 | Red+Generadores | 13,566 | 11 |
| | | Total | 13,566 | 11 |

- I''_K : Corriente de aportación de cortocircuito.
- S''_K : Potencia de cortocircuito.

Tabla 6. Valores de cortocircuito trifásico

CALCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MONOFASICO

A continuación se muestran los resultados obtenidos con la herramienta software ETAP 6.0

| Cortocircuito | U(kV) | Fuente | I''_K (kA) |
|---|-------|---------------------------------------|--------------|
| Transformador lado 230 kV | 2300 | Red | 3,743 |
| | | Generadores + Minicentrales | 1,915 |
| | | Total | 5,658 |
| Transformador lado 13,8 kV (sec.20 MVA) | 13,8 | Generador | 0,003 |
| | | Red + lado Transformador 30 MVA | 0,003 |
| | | Total | 0.005 |
| Transformador lado 13,8 kV (sec.30 MVA) | 13,8 | Generador | 0,003 |
| | | Minicentrales | 0,003 |
| | | Red + lado Transformador 20 MVA | 0,005 |
| | | Total | 0,011 |
| Barras UAB-1 | 0,48 | Red+Generadores | 13,642 |
| | | Total | 13,642 |
| Barras UAB-2 | 0,48 | Red+Generadores | 13,656 |
| | | Total | 13,656 |

- I''_K : Corriente de aportación de cortocircuito.

Tabla 7. Valores de cortocircuito monofásico

4.3 Ingeniería básica.

Una vez realizado el estudio de cortocircuito, y teniendo en cuenta lo expuesto en el documento de especificaciones técnicas de equipos electromecánicos “*Basic Design Report, Appendix 4–Technical Specifications, Volume 2 – Electromechanical Equipment*”, el reglamento de operación de Centro Nacional de Despacho “*CND reglamento_de_operacion*” y el documento de especificaciones técnicas de protección “*ref.0340-GE-01-46-A97-0001_A (Filosofía de protección y Metodología de Ajustes)*” estamos en condiciones de concretar los aspectos generales de operación de las instalaciones y sistemas de MT/AT, y los equipos de Protección y Control:

4.3.1 Unifilares de Alta/Media Tensión.

A continuación se muestran los unifilares de Media y Alta Tensión donde atendiendo a las especificaciones de equipos electromecánicos, sistemas de protección y control requeridas, se observa la topología, estructura y características eléctricas de los equipos y su disposición física en la central:

- Generadores
- Reguladores de Tensión-Excitaciones (AVR)
- Reguladores de Turbina (TC)
- Cabinas de MT
 - ✓ Interruptores
 - ✓ Seccionadores ruptofusibles
 - ✓ Seccionadores de P.A.T.
 - ✓ Autoválvulas
 - ✓ Transformadores de Tensión de Medida/Protección
 - ✓ Transformadores de Corriente de Medida/Protección
- Barras 13,8 kV
- Transformador Principal
- Relés de protección
- Salida de Línea 230kV

1

2

3

4

5

6

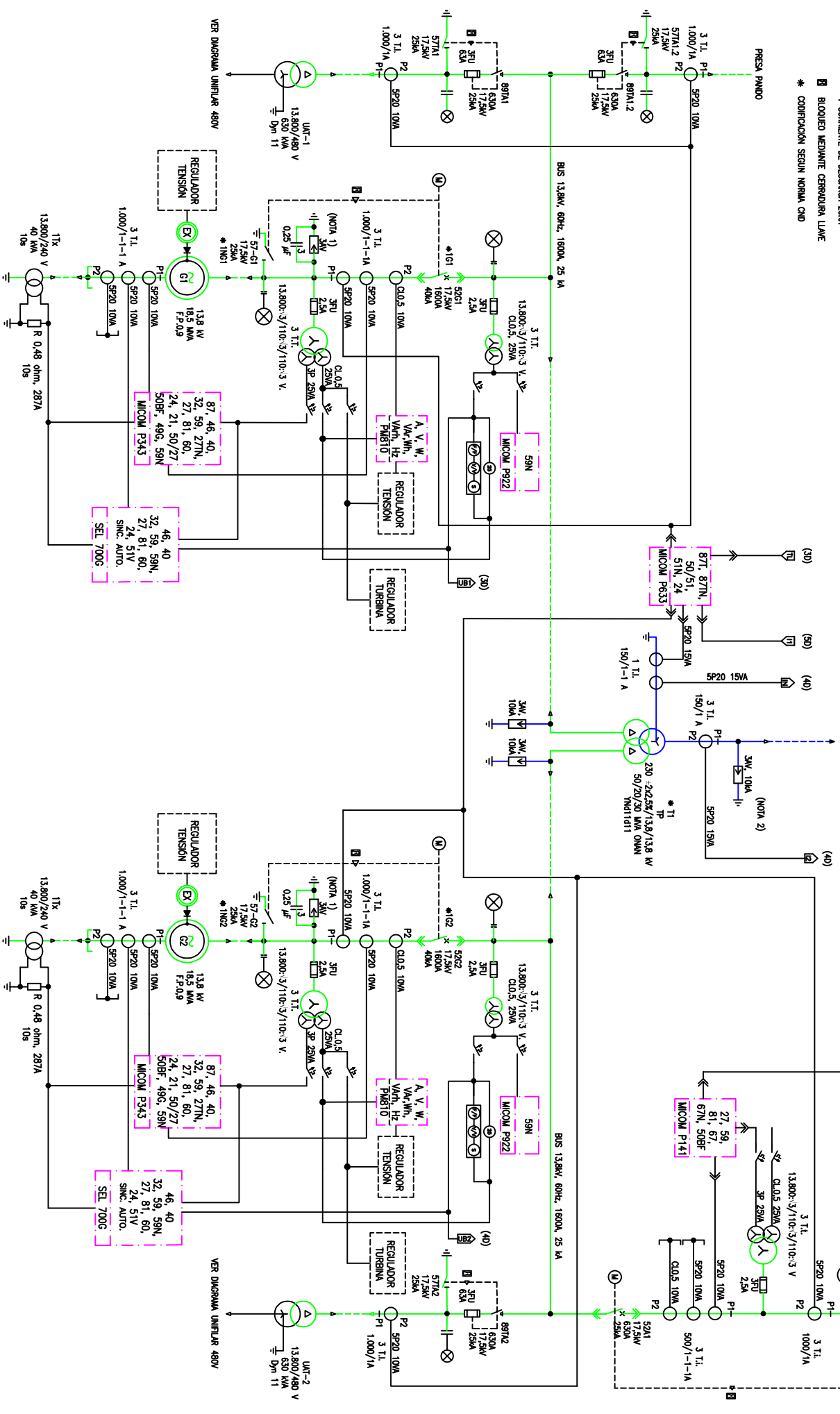
7

8

FUTURAS UNICENTRALES
SIN DETENIRA SUBESTACIÓN
PRIMAVERA 230kV

- NOTAS
- 1.- PARARRAYOS DE 15 kV
TENSION DE OPERACION CONTINUA (COV) 12kV
Y CORRIENTE DE DESCARGA 10kA
 - 2.- PARARRAYOS DE 192 kV
TENSION DE OPERACION CONTINUA (COV) 154kV
Y CORRIENTE DE DESCARGA 20kA
- BLOQUEO MEDIANTE CERRADURA LLAME
- * CODIFICACIÓN SEGUN NORMA CND

PRESA PANDO



| Modificacion | Modificacion |
|--------------|-----------------|
| | |
| Preparado | J.F.J. 15/04/13 |
| Comprobado | J.R.A. 15/04/13 |
| Aprobado | |

C.H. PANDO

Universidad
Carlos III de MadridDIAGRAMA UNIFILAR
13,8 y 230 kV

PANDOWIGSU001

| HOJA | SIGLE |
|------|-------|
| 1 | 2 |

- 1.- PARAFRASEOS DE 15 KV
TENSION DE OPERACION CONTINUA (COV) 12KV
Y CORRIENTE DE DESCARGA 10KA
- 2.- PARAFRASEOS DE 192 KV
TENSION DE OPERACION CONTINUA (COV) 154KV
Y CORRIENTE DE DESCARGA 20KA
- 3. BLOQUEO MEDIANTE CERRADURA LLAVE

* CODIFICACION SEGUN NORMA CHD



| | |
|------------|-----------------|
| Preparado | J.F.J. 15/04/13 |
| Comprobado | J.R.A. 15/04/13 |
| Aprobado | |

C.H. PANDO



DIAGRAMA UNIFILAR
SUBESTACIÓN
PRIMAVERA 230 kV

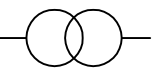




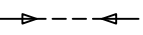
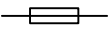


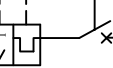


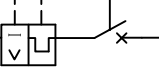


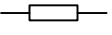





PANOOWIGSU001

4.3.2 Unifilares de Baja Tensión.

A continuación se muestran los unifilares de Baja Tensión donde atendiendo a las especificaciones de equipos electromecánicos, sistemas de protección y control requeridas, se observa la topología, estructura y características eléctricas de los equipos y su disposición física en la central:

- Armarios de Control y Protección de Grupo
- Armarios de Control y Protección Comunes
- Centros de Control de Motores CCM's
- Armario de Servicios Auxiliares Comunes
- Armarios de Servicios Auxiliares de Corriente Alterna 208-120 VAC
- Armarios de Servicios Auxiliares de Corriente Continua 125-48-24 VDC

SIMBOLOGIA

| | | | | | |
|---|---|---|----------------------------|---|--------------------------|
|  | TRANSFORMADOR DE POTENCIA |  | TRANSFORMADOR DE CORRIENTE |  | CONMUTADOR DE VOLTIMETRO |
|  | INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO TIPO MOTORIZADO CON PROTECCION MAGNETICA Y TERMICA |  | TRANSFORMADOR DE POTENCIAL |  | CABLE AISLADO |
|  | FUSIBLE |  | MOTOR |  | 1 FASE + NEUTRO |
|  | INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO TIPO MOTORIZADO CON PROTECCION MAGNETICA Y TERMICA EXTRAIBLE |  | 3 FASES + NEUTRO |  | 3 FASES |
|  | INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO MANDO MANUAL |  | GRUPO ELECTROGENO |  | MULTICONVERTIDOR |
|  | RESISTENCIA |  | ENCUPLAMIENTO ELECTRICO | | |
|  | CONEXION ESTRELLA | | | | |
|  | CONEXION DELTA | | | | |
|  | AMPERIMETRO | | | | |
|  | VOLTIMETRO | | | | |

NOMENCLATURA

- A - AMPERIMETRO
CA - CONMUTADOR DE AMPERIMETRO
CV - CONMUTADOR DE VOLTIMETRO
M - MOTOR
V - VOLTIMETRO
T-V - TRANSDUCTOR DE TENSION
WH - CONTADOR DE ENERGIA
27 - RELEVADOR DE BAJA TENSION CA Y CD
51 - RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO
52 - INTERRUPTOR
62 - RELEVADOR DE TIEMPO
64 - RELEVADOR DE FALLA A TIERRA
59 - RELEVADOR DE SOBREVOLTAJE

PLANOS DE REFERENCIA

- PANO0WIGST001-ESQUEMAS TIPICOS DE CONTROL M.T. Y B.T.
- PANO0IGCLE001-LISTA DE EQUIPOS
- PANO0WIGSU001 DIAGRAMA UNIFILAR 13,8 Y 230 kV

NOTAS

1.- EL INTERRUPTOR 52A1 DEL CUADRO DISTRIBUCIÓN 01LKA001TB SOLO SE LE PERMITE CERRAR EN LAS SIGUIENTES CONDICIONES:

- INTERRUPTOR 52C1 DEL CUADRO 20LKA001TB ABIERTO.
- INTERRUPTOR 52C1 DEL CUADRO 20LKA001TB CERRADO.
- INTERRUPTOR 52C2 DEL CUADRO 20LKA001TB ABIERTO.
- INTERRUPTOR 52C2 DEL CUADRO 20LKA001TB CERRADO.
- INTERRUPTOR 52G1 DEL CUADRO 20LKA001TB ABIERTO.
- INTERRUPTOR 52G1 DEL CUADRO 20LKA001TB CERRADO.
- INTERRUPTOR 52A1 DEL CUADRO 02LKA001TB ABIERTO.

LAS MISMAS CONDICIONES SON APLICABLES AL INTERRUPTOR 52A1 DEL CUADRO DE DISTRIBUCIÓN 02LKA001TB SUSTITUYENDO LAS REFERENCIAS DE INTERRUPTORES SEGUN APLIQUE.

2 - EL INTERRUPTOR 52C1 DEL CUADRO DE DISTRIBUCIÓN 20LKA001TB SOLO SE LE PERMITE CERRAR EN LAS SIGUIENTES CONDICIONES:

- INTERRUPTORES 52GE Y 52C2 DEL CUADRO 20LKA001TB ABIERTOS.
- INTERRUPTOR 52A1 DEL CUADRO 01LKA001TB ABIERTO.
- INTERRUPTOR 52GE DEL CUADRO 20LKA001TB CERRADO.
- INTERRUPTOR 52C2 DEL CUADRO 20LKA001TB CERRADO.
- ABIERTOS LOS INTERRUPTORES:

3 - EL INTERRUPTOR 52GE DEL CUADRO DE DISTRIBUCIÓN 20LKA001TB SOLO SE LE PERMITE CERRAR EN LAS SIGUIENTES CONDICIONES:

- INTERRUPTORES 52C1 Y 52C2 DEL CUADRO 20LKA001TB ABIERTO.
- INTERRUPTOR 52C1 DEL CUADRO 20LKA001TB CERRADO.
- INTERRUPTOR 52A1 DEL CUADRO 01LKA001TB ABIERTO.
- INTERRUPTOR 52C2 DEL CUADRO 20LKA001TB CERRADO.
- INTERRUPTOR 52A1 DEL CUADRO 02LKA001TB ABIERTO.

4 - EL INTERRUPTOR Q0 DEL CUADRO DE DISTRIBUCIÓN DE PRESA 30LKA001TB SOLO SE LE PERMITE CERRAR EN LAS SIGUIENTES CONDICIONES:

- INTERRUPTOR Q1 DEL CUADRO 30LKA001TB ABIERTO.

5 - EL INTERRUPTOR Q1 DEL CUADRO DE DISTRIBUCIÓN DE PRESA 30LKA001TB SOLO SE LE PERMITE CERRAR EN LAS SIGUIENTES CONDICIONES:

- INTERRUPTOR Q0 DEL CUADRO 30LKA001TB ABIERTO.
- GDE DEL CUADRO 30LKA001TB EN MARCHA.

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------|--------|---|----------|---------------------------|--------------------------|----------|--------|-----|---------|---------|-----------|--------------------|---------------|--------------|---------|
| Modif. | Modif. | 1 | 22/05/12 | PREPARADO 27/03/13 J.F.J. | COMPROB. 27/03/13 J.R.A. | APROBADO | VISADO | N/A | Proced. | Sust. o | Sust. por | SIMBOLOGIA Y NOTAS | PANO0LKASU001 | HOLA 1 SIGUE | 003 004 |
|--------|--------|---|----------|---------------------------|--------------------------|----------|--------|-----|---------|---------|-----------|--------------------|---------------|--------------|---------|

4.3.3 Sistema Hidráulico de Grupo y auxiliares.

En el apartado de Anexos del presente Proyecto Fin de Carrera se muestra el esquema general del sistema hidráulico del conjunto Turbina – Generador, donde se presenta la disposición e interconexión de los siguientes sistemas:

- Sistema de Regulación (Apertura/Cierre de inyectores).
- Sistema de Elevación y Frenado del Generador.
- Sistema de Inyección (Lubricación)
- Sistema de Refrigeración de Cojinetes y Estator.

Los elementos que componen estos sistemas hidráulicos son los siguientes:

- ✓ Circuitos de aceite / agua
- ✓ Motores y Bombas de aceite / agua.
- ✓ Electroválvulas de mando TODO/NADA.
- ✓ Válvulas proporcionales de regulación.
- ✓ Válvulas manuales.
- ✓ Válvula mariposa.
- ✓ Cilindros de Simple/Doble Efecto
- ✓ Filtros de aceite/agua.
- ✓ Instrumentación de control/protección (presostatos, sensores de caudal, termostatos, filtros etc.).
- ✓ Dispositivos auxiliares.

4.3.4 Sistema de Protección de Grupo.

La filosofía del sistema de protecciones de la central se ha desarrollado, atendiendo a lo expuesto en el documento de especificaciones técnicas de protección “0340-GE-01-46-A97-0001_A (*Filosofía de protección y Metodología de Ajustes*)” y de equipos electromecánicos “*Basic Design Report, Appendix 4–Technical Specifications, Volume 2 – Electromechanical Equipment*”

Con carácter general, se ha concebido una central desatendida, esto es, una central en la que ante una eventualidad o contingencia, no puede contarse, con plena seguridad, con una intervención inmediata de personal. Por tanto, se ha elegido, en general, la opción más conservadora.

Las causas de actuación de las protecciones son las siguientes:

- Pérdidas de aislamiento de los arrollamientos del estator o sus conexiones (faltas entre fases y faltas a tierra)
- Pérdidas de aislamiento del sistema de excitación
- Fallo del sistema de excitación
- Sobre tensiones transitorias
- Fallo de la turbina

Las condiciones de servicio que pueden resultar peligrosas y que precisan una actuación de las protecciones son las siguientes:

- Faltas externas como protección de respaldo
- Carga desequilibrada prolongada
- Sobrecarga prolongada
- Alta o baja frecuencia
- Alta o baja tensión

La actuación de las protecciones se suele clasificar en:

- Parada urgente por disparo
- Parada normal por disparo
- Alarma local y remota

El sistema de protecciones eléctricas está basado en relés de protección de tecnología digital, multifunción, numéricos y auto-supervisados (con contactos de vigilancia Watchdog) de la marca SEL y de la marca SCHNEIDER, para la protección de los grupos generadores. Los relés poseen pilotos leds para indicar las funciones actuadas y una pantalla de cristal líquido frontal en la que se pueden visualizar también las mismas, así como variables eléctricas, parámetros, alarmas etc. Los eventos generados por las actuaciones y disparos de las protecciones son almacenados en un registrador de disturbios y eventos incorporado en el mismo relé.

Ante la actuación de alguna función de los relés de protección, y al igual que ocurre con las restantes protecciones de los grupos (protección de turbina, de aparellaje etc.) el sistema ordena, con independencia del nivel en que se encuentre seleccionado el sistema de control, las correspondientes acciones de disparo de los grupos generadores a través de Relés Maestros de Disparo. Estos ejecutarán las correspondientes operaciones sobre los órganos de seguridad de la máquina (aplicación de los deflectores, cierre de inyectores, cierre de válvula principal, des-excitación del generador, apertura del interruptor de grupo), según lo indicado en el documento del proveedor de turbina ANDRITZ “891096543PAND_SEC210_REV A_Secuencia arranque parada”.

Para el Sistema de Protección y Control de Grupo se han previsto tres Relés Maestros de Disparo y Bloqueo, y un Relé Maestro de Disparo sin bloqueo.

El primero de los Relés Maestros de Disparo y Bloqueo, denominado de disparo eléctrico (86E) es actuado por contingencias de naturaleza eléctrica (cortocircuitos, fallos de aislamiento etc.), acaecidas en los equipos e instalaciones de grupo (generador, barras, línea etc.) y que precisan desconectar inmediatamente el equipo protegido del sistema eléctrico. La actuación de este relé implica un defecto interno, que requiere de la revisión del equipo antes de volver a poner en servicio, por ejemplo la actuación de la protección diferencial del generador, o de falta a tierra en el estator. De manera inmediata se produce la apertura del interruptor de grupo, la des-excitación del generador, la aplicación de los deflectores, parada del regulador de velocidad, el cierre de los inyectores, y cierre de la válvula de guarda.

Un segundo relé maestro, denominado de disparo mecánico (86M), es actuado por las contingencias de naturaleza mecánica conjunto turbina-generador, que precisan de una parada del grupo. La actuación de este relé implica que la máquina no puede mantenerse rodando de forma segura, siendo necesario su detención, por ejemplo por muy alta temperatura de cojinetes, alto nivel de vibraciones, por fallo en el regulador de velocidad, o por falta de aceite de lubricación, etc. De manera inmediata se produce la aplicación de los deflectores y el cierre de los inyectores. La orden de apertura del interruptor de grupo tendrá lugar cuando el deflector se encuentre cerrado, y la des-excitación del generador cuando el interruptor de grupo se encuentre abierto.

El tercer Relé Maestro, denominado de fallo de interruptor (50BF), es actuado por la protección de Fallo de Interruptor de Grupo. Esta protección actúa si ante una orden de disparo dada por algún Relé Maestro, el interruptor no opera, o no consigue realizar un corte efectivo de la corriente de falta. Ante esta situación se precisa de una parada del grupo, así como la apertura del interruptor de línea y del otro grupo (en caso de estar en operación), para conseguir aislar por completo la corriente de falta. También se actúa sobre los seccionadores de la línea aérea hacia la presa y de los transformadores de Servicios Auxiliares. La operación de este relé implica un defecto interno, que requiere de la revisión del equipo antes de volver a poner en servicio.

Los tres relés maestros anteriormente mencionados requieren una intervención del personal de operación y supervisión, mediante una función de reposición manual, a través de pulsadores locales en el armario, para que se pueda arrancar de nuevo la máquina.

El Relé Maestro de Disparo Sin Bloqueo (94E) es actuado por aquellas contingencias de naturaleza eléctrica no bloquean el rearme del grupo, puesto que no implican un defecto interno, y permiten una reposición automática del grupo de forma rápida. Un ejemplo son las protecciones de sobreintensidad o sobreexcitación. El grupo quedará rodando en vacío hasta que se tome la decisión de reiniciar la sincronización de grupo nuevamente, o bien ordenar una parada del mismo.

Los relés de protección están instalados en los armarios de control de los grupos situados en el interior de la Casa de Máquinas de la Central.

La filosofía de protección del Transformador Principal y Línea 230 kV hacia la Subestación S.E. DOMINICAL quedan fuera del alcance del presente proyecto.

FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LOS GRUPOS GENERADORES

El sistema de protección de grupo consiste en un relé de protección Schneider MiCOM P343 (Canal A) y en un relé de protección SEL 700G (Canal B).

Para mayor información técnica sobre alguno de estos dispositivos, consultar los manuales de operación del fabricante en el apartado de Anexos.

El relé de protección Schneider MiCOM P343 tiene las siguientes funciones de protección:

| Nombre | Código ANSI |
|--|-------------------|
| Diferencial del generador | 87G |
| Sobreintensidad secuencia inversa | 46G |
| Pérdida de Excitación | 40G |
| Potencia Inversa | 32G |
| Sobretensión | 59G |
| Mínima tensión | 27G |
| Falta a tierra Estator (95% & 100%) | 59N / 27TN |
| Sobre/Sub frecuencia | 81G |
| Supervisión transformadores de tensión | 60 |
| Sobreexcitación | 24G |
| Distancia | 21G |
| Energización accidental | 50/27 |
| Sobrecarga térmica | 49G |
| Fallo de interruptor | 50BF |
| Supervisión bobinas de disparo | TCS |
| Watchdog | |

Tabla 8. Funciones de protección Micom P343.

El relé de protección SEL 700G tiene las siguientes funciones de protección:

| Nombre | Código ANSI |
|--|-------------|
| Sobreintensidad secuencia inversa | 46G |
| Pérdida de Excitación | 40G |
| Potencia Inversa | 32G |
| Sobretensión | 59G |
| Mínima tensión | 27G |
| Falta a tierra Estator (95%) | 59N |
| Sobre/Sub frecuencia | 81G |
| Supervisión transformadores de tensión | 60 |
| Sobreexcitación | 24G |
| Sobreintensidad controlada por tensión | 51V |
| Watchdog | |

Tabla 9. Funciones de protección SEL 700G.

MATRICES DE DISPARO DE GRUPO

Las funciones de protección descritas poseen, según proceda, dos niveles de actuación, uno de alarma y otro de disparo. En las matrices de disparo indicadas a continuación solo se indican las funciones de alarma cuando no existe una correspondiente función de disparo.

El sistema de protección actuará, en principio, sobre los elementos de protección y supervisión según el siguiente esquema:

| FUNCIONES DE PROTECCIÓN | | | | ORDENES DE DISPARO | | | |
|-----------------------------------|------|---|---|---------------------|---------------------|-------------------------|--------|
| | | | | RELÉ MAESTRO 94E | RELÉ MAESTRO 86E | RELÉ MAESTRO 50BF | ALARMA |
| PROTECCIONES DE GENERADOR | | | | | | | |
| Diferencial generador | 87 | A | | X | X | | X |
| Sobreintensidad secuencia inversa | 46 | A | B | X | | | X |
| Pérdida de excitación | 40 | A | B | X | | | X |
| Potencia inversa | 32 | A | B | X | | | X |
| Sobretensión | 59 | A | B | X | | | X |
| Mínima tensión | 27 | A | B | X | | | X |
| Falta a tierra estátor 95% | 59N | A | B | X | X | | X |
| Falta a tierra estátor 100% | 27TN | A | | X | X | | X |
| Sobre/sub frecuencia | 81 | A | B | X | | | X |
| Supervisión trafos tensión | 60 | A | B | | | | X |
| Sobreexcitación | 24 | A | B | X | | | X |
| Distancia | 21 | A | | X | | | X |

| FUNCIONES DE PROTECCIÓN | | | | ORDENES DE DISPARO | | | |
|--------------------------------------|-------|---|---|---------------------|---------------------|-------------------------|--------|
| | | | | RELÉ MAESTRO 94E | RELÉ MAESTRO 86E | RELÉ MAESTRO 50BF | ALARMA |
| PROTECCIONES DE GENERADOR | | | | | | | |
| Sobreintensidad controlada tensión | 51V | | B | X | | | X |
| Energización accidental | 50/27 | A | | X | X | X | X |
| Fallo de interruptor | 50BF | A | | | X | X | X |
| Supervisión bobina disparo | TCS | A | | | | | X |
| Sobrecarga térmica | 49G | A | | X | | | X |
| Watchdog (Nota 1) | | A | B | | X | | X |
| DISPAROS EXTERNOS | | | | | | | |
| Disparo Excitación | | | | | X | | X |
| Disparo Regulador turbina | | | | | X | | X |
| Disparos de interruptor de línea 52L | | | | X | | | X |

Nota 1: La actuación del watchdog de un relé será Alarma, la actuación del watchdog de ambos relés será disparo.

Tabla 10. Matrices de disparo de Grupo.

Los Relés Maestros de Disparo tendrán las siguientes actuaciones (se muestran para Grupo 1).

| RELES MAESTROS | ORDENES DE DISPARO | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------|----------------------|-------------------|------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|-----------------|-------------------|--------------------|-----------------|--|--|-----------------------------------|------------------------------------|
| | INTERRUPTOR DE GRUPO 52G BOBINA 1 | INTERRUPTOR DE GRUPO 52G BOBINA 2 | BLOQUEO AL CIERRE 52G | DISPARO A EXCITACIÓN | DISPARO A TURBINA | DISPARO A BOBINA 1 INTERRUPTOR 52L | DISPARO A BOBINA 2 INTERRUPTOR 52L | BLOQUEO AL CIERRE INTERRUPTOR 52L | ARRANQUE 50BF DE INTERRUPTOR 52L | DISPARO A 89TA1 | DISPARO A 89TA1.2 | DISPARO A RELE 86E | DISPARO A 89TA2 | DISPARO A INTERRUPTOR LINEA MINICENTRALES 52A1 | DISPARO A INTERRUPTOR LINEA MINICENTRALES 52A1 | ARRANQUE 50BF DE INTERRUPTOR 52A1 | BLOQUEO AL CIERRE INTERRUPTOR 52A1 |
| RELE MAESTRO 94E | X | X | | X | | | | | | | | | | | | | |
| RELE MAESTRO 86E | X | X | X | X | X | | | | | | | | | | | | |
| RELE MAESTRO 86M (NOTA 2) | X | X | X | X | X | | | | | | | | | | | | |
| RELE DISPARO 50BF | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X |

Nota 2: La orden de apertura al interruptor de grupo está activa hasta que deflector se encuentre cerrado, y la orden de apertura al interruptor de campo no es activada hasta que el interruptor de grupo esté abierto.

Tabla 11. Matrices de actuaciones de Grupo.

4.3.5 Sistema de Control.

El presente apartado tiene por objeto describir los componentes y funciones incorporadas en el Sistema de Control de la central, así como los automatismos incorporados. La filosofía del Sistema de Control está concebida según lo expuesto en el documento de especificaciones técnicas *“Basic Design Report, Appendix 4–Technical Specifications, Volume 2 – Electromechanical Equipment”*, y el reglamento de operación de Centro Nacional de Despacho *“CND reglamento_de_operacion”*

Muchos de los sistemas y equipamientos mencionados están fuera de alcance del presente Proyecto Fin de Carrera, sin embargo, es interesante a título informativo, y genera una idea global del Sistema de Control de la Central.

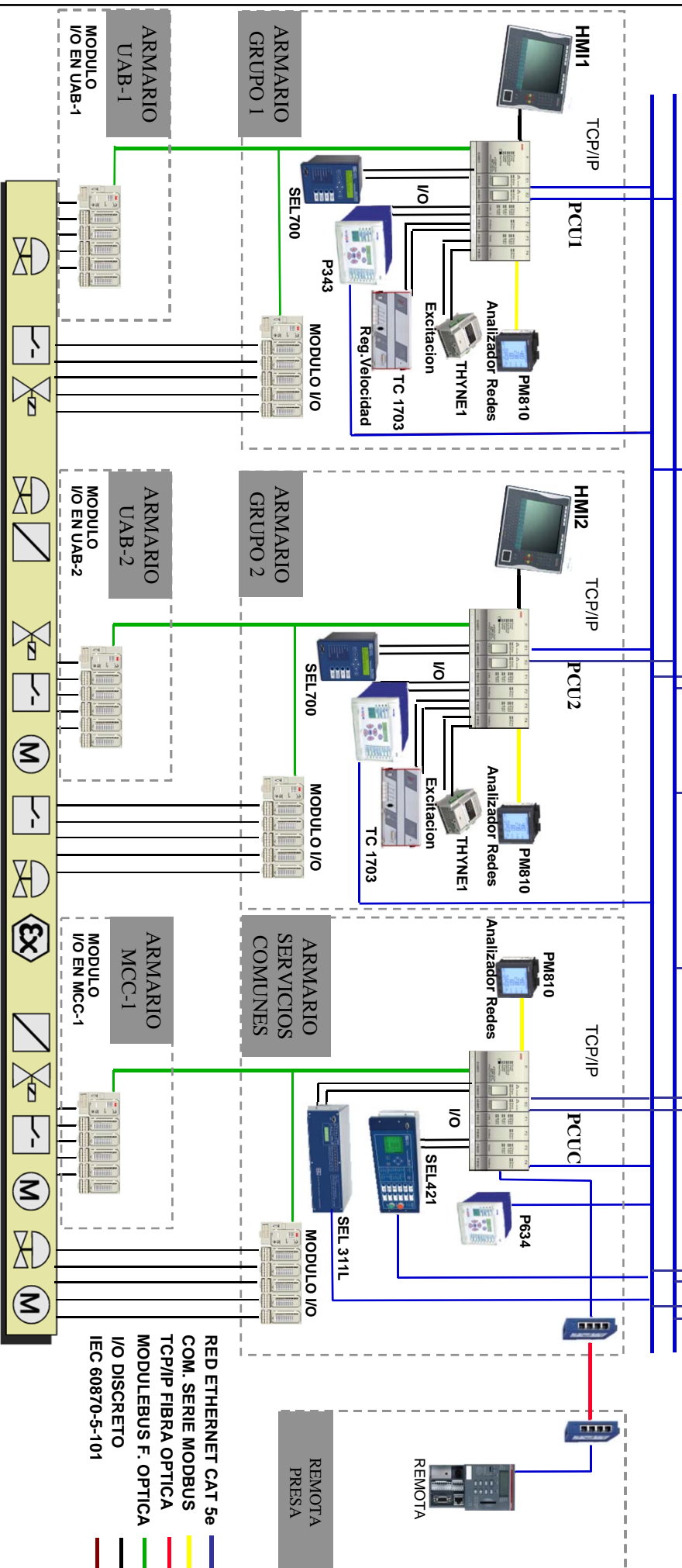
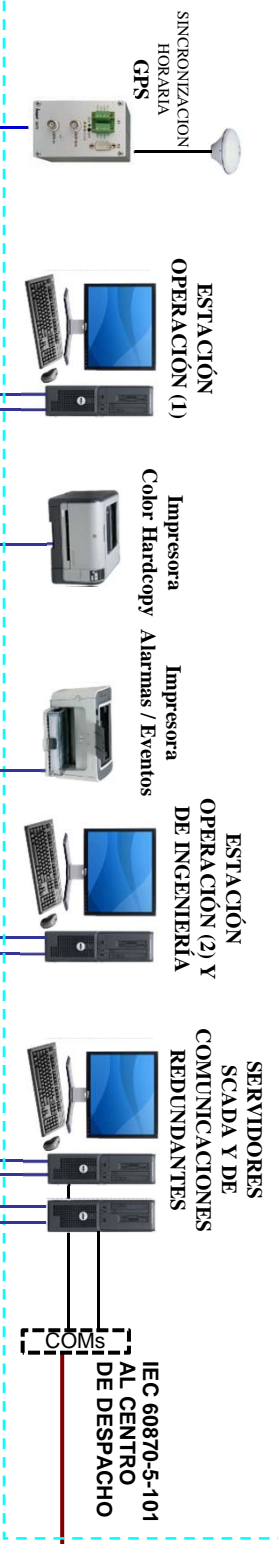
La solución del Sistema de Control planteada emplea los componentes hardware del sistema Advant Controller AC800M fabricado por ABB. Los elementos de este sistema son los controladores programables, el sistema de entradas / salidas y las Estaciones de Operación, que hacen uso de tecnologías OPC (Ole for Process Control) y redes de comunicación Ethernet 100 Mbps.

En cuanto al Sistema SCADA se plantea el uso del software de control ENERGYWORKS PORTAL, solución desarrollada para entornos de sistemas eléctricos de generación y distribución de energía.


A continuación se plantea la Arquitectura del Sistema de Control prevista, que proporciona una visión general del sistema y de la interconexión de campo entre los diferentes elementos que los forman.

ARQUITECTURA DE CONTROL

SALA DE CONTROL PANDO



RED ETHERNET CAT 5e
COM. SERIE MODBUS
TCP/IP FIBRA OPTICA
MODULEBUS F. OPTICA
I/O DISCRETO
IEC 60870-5-101

| | | | | | | | | | | | | | | |
|----------|-------|------|----------|------|---|--|--|---|--|--|----------|--|---------------|-----------------|
| Fichero: | Fecha | Rev. | Fecha | Rev. |  <p>Universidad Carlos III de Madrid</p> | | | <p>SISTEMA DE CONTROL C.H. PANDO</p> | | | CLIENTE: | | PAN00KITSG001 | Hoja No. 1 de 1 |
| Dibujado | | | 12/06/12 | 5 | | | | | | | | | | |
| Revisado | | | | | | | | | | | | | | |
| Aprobado | | | | | | | | | | | | | | |

La Arquitectura de Control de la central posee varios niveles de control interno:

Nivel 1 de mando general interno: Control Remoto

En el nivel superior de control se sitúan los servidores redundantes SCADA. Estos servidores almacenan toda la información referente a los procesos SCADA, tales como bases de datos, configuraciones, sinópticos etc. Así como los datos de operación procedente de los PLC's. Existen dos PC (Estaciones de Operación) que funcionan como clientes conectados a los servidores redundantes en los que se visualizan las diferentes pantallas y herramientas de supervisión para el control de la planta.

Nivel 2 de mando general interno: Control Automático Local

En este nivel se encuentran los PLC's, situados dentro de los Armarios de Control y Protección, a través de ellos (y de sus módulos remotos de adquisición de datos) se obtiene la información de la planta y se operan los equipos de la misma (interruptores, bombas, válvulas, etc.), En este nivel y en el mismo armario se encuentra la interfaz Hombre-Máquina HMI, desde la que se puede operar y supervisar el Grupo. Los PLC's están conectados mediante tecnología OPC (Ole for Process Control) a los servidores redundantes y a la pantalla local HMI. La comunicación entre los diferentes equipos se realiza a través de red Ethernet.

Los PLC's obtienen la información de la planta mediante las entradas digitales y analógicas y actúan sobre ella a través de las salidas digitales y analógicas, tanto las entradas como las salidas las podemos encontrar directamente en el PLC o distribuidas en módulos remotos que se comunican mediante el protocolo ModuleBus. Los PLC's también adquieren y transfieren datos con el sistema SCADA a través de los puertos de comunicaciones serie mediante el protocolo ModBus.

Nivel 3 de mando general interno: Control Manual Local

Por último, se encuentra el Control Manual Local, que consiste en el control cableado mediante pulsadores y selectores en los Armarios de Control y Protección y Armarios de SS.AA (CCM's) para la operación local de los distintos sistemas de Grupo y Sistemas Auxiliares, a fin de evitar la pérdida de producción ante una eventual falla de las pantallas HMI o del sistema SCADA.

Para seleccionar desde qué nivel de control se efectúa la operación de los sistemas se dispone de selectores LOCAL – REMOTO, AUTO – MANUAL distribuidos en los Armarios de Control y Protección de Grupo.

Totalmente independientes de cualquier nivel de control se encuentran las protecciones de la planta (relés de protección de generadores, barras de 13,8kV, transformador principal y línea de 230 kV).

En las siguientes tablas se resumen las configuraciones básicas de equipos, entradas y salidas y protocolos de comunicación para los Sistemas de Control y Protección de Grupo:

| CONTROLADORES PROGRAMABLES (CH PANDO) | |
|--|-----------------|
| Para | Cantidad |
| PLC Grupo 1 | 1 |
| Módulo Remoto – enlace Modulebus | 1 |
| PLC Grupo 2 | 1 |
| Módulo Remoto – enlace Modulebus | 1 |
| Totales | 2 |

Tabla 12. Controladores programables Grupo.

| SEÑALES FISICAS POR CADA GRUPO (Grupo 1 y Grupo 2) | |
|---|-----------------|
| Tipo | Cantidad |
| Entradas analógicas 4-20 mA. | 32 |
| Entradas analógicas Pt100 | 40 |
| Salidas analógicas 4-20 mA | 8 |
| Entradas digitales | 192 |
| Entradas digitales SOE | 48 |
| Salidas digitales | 96 |
| Total por Grupo | 416 |
| SEÑALES VIA COMUNICACIONES NIVEL SUPERIOR | |
| Tipo | Cantidad |
| Señales al Centro de Despacho CND | 45 |

Tabla 13. Lista de señales Grupo.

A continuación se describen las distintas partes del Sistema de Control y sus principales características.

CONTROLADOR AC800

Es el controlador de proceso en tiempo real. Los módulos de hardware que forman el Controlador AC800M son los siguientes:

- Módulos de procesador (PM866 / TP830).
- Módulos de interfaces de comunicación para distintos protocolos (CI853 / 867).
- Módulos de Entrada/ Salida (S800).
- Módulos de batería back-up (SB822).

Los módulos están diseñados para su montaje sobre perfiles DIN, según se indica en la figura adjunta.

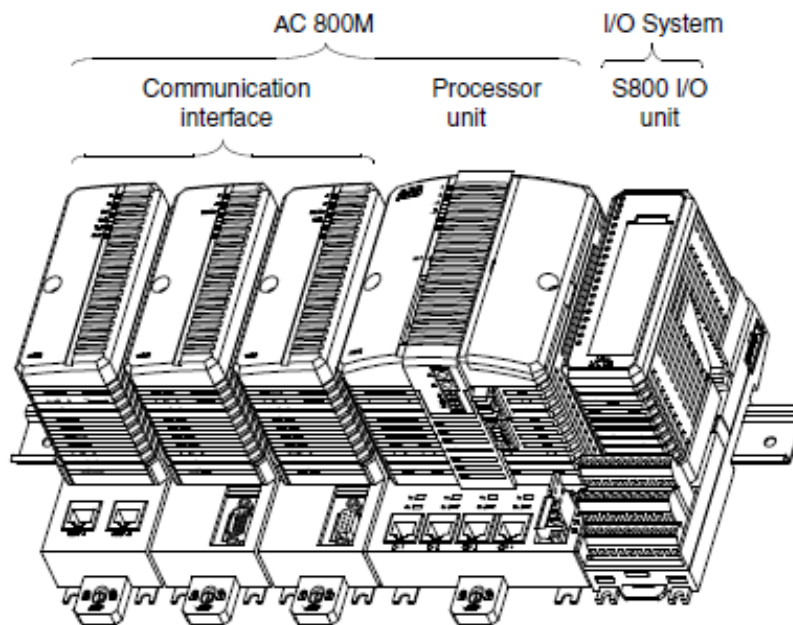


Figura 19. Controlador AC800

Los módulos se componen de una base de montaje, que va montado sobre el perfil DIN, con una cubierta desmontable que se sujeta mediante tornillos a los módulos adyacentes. El bastidor se encarga de realizar la mayoría de las conexiones físicas con el procesador, módulos de E/S e interfaces de comunicación. Todos los módulos disponen de indicadores visuales de estado led, facilitando una rápida detección de averías en el sistema. El sistema de autodiagnóstico genera avisos en forma de alarmas que son enviadas al sistema SCADA..

La aplicación de control AC800M realiza diferentes funciones:

- Funciones hardware (supervisión, buses de comunicación, buses de E/S,...)

- Funciones firmware (sistema operativo y reloj en tiempo real, comunicación redundante,...).
- Programa de aplicación cargado en el controlador (librerías, protocolos de comunicación,...).

Las principales características del AC 800M son las siguientes:

- Soporta FOUNDATION FIELDBUS H1.
- Soporta PROFIBUS-DP.
- Tiene un sistema rápido de supervisión via LED en cada módulo / canal.
- Usa una fuente externa de alimentación industrial estándar, 24 Vcc.
- Canales RS232-C y Ethernet redundantes, incorporados.
- Totalmente certificado EMC.
- Protección IP20.

Módulo procesador

El módulo de procesador está formado por dos partes básicas:

- Módulo de CPU, PM866, equipado con fuente de alimentación y placas CPU.
- Base de montaje TP830, con un módulo de terminación de placa.

La placa de CPU contiene el microprocesador MPC860, con 64MB de memoria RAM y 2 Mbyte de Flash PROM, controladores de Modulebus ASIC y CEX-Bus, reloj en tiempo real, LEDs de indicación y pulsador de iniciación. La memoria guarda una versión ejecutable del firmware, la configuración del sistema del controlador y el programa de aplicación. La placa de fuente de alimentación genera las tensiones de +5V y +3'3V aisladas para alimentar la CPU PM866 y los módulos de E/S. Esta placa contiene también opto-acopladores para los puertos RS232-C y la batería de back-up y el reloj (RTC). El módulo de CPU tiene también un módulo de bus óptico – Modulebus que se usa para conectar grupos adicionales de Entradas / Salidas S800.

La base de montaje TP830 contiene la mayoría de los terminales de las conexiones externas. Esta base se conecta a tierra mediante los componentes metálicos de la placa a través del carril DIN. La base dispone de terminales con tornillo para la conexión de la alimentación (L+, L-) y las señales de supervisión de la alimentación redundante (SA, SB), conectores RJ45 para la Red de Control y los puertos serie y conectores para los puertos de servicio: Modulebus y CEX-Bus, todos los módulos conectados a CEX-Bus y Modulebus se alimentan con 24 Vcc conectados a la placa base. En la placa base están montados los conectores de buses de módulos de ampliación de comunicación CEX y Modulebus. El conector Modulebus se usa para conectar un grupo de módulos de Entrada / salida S800 directamente a la placa base. El conector CEX, situado a la izquierda, se usa para ampliar los puertos de comunicación de la unidad con los módulos de interfaces de comunicación.

El puerto de comunicación COM3 es un puerto serie RS232-C con señales de control de módem, los protocolos disponibles para este puerto son: MODBUS, COMLI, Siemens 3964R. El puerto COM4 está aislado y se usa para la conexión de la herramienta de configuración. Los puertos Ethernet CN1 y CN2 están previstos para su conexión a la Red de Control, para una red simple puede utilizarse cualquiera de ellos y para una red redundante se usarán ambos. Todas las placas base tienen una única dirección física Ethernet (dirección de Media Access Control MAC).

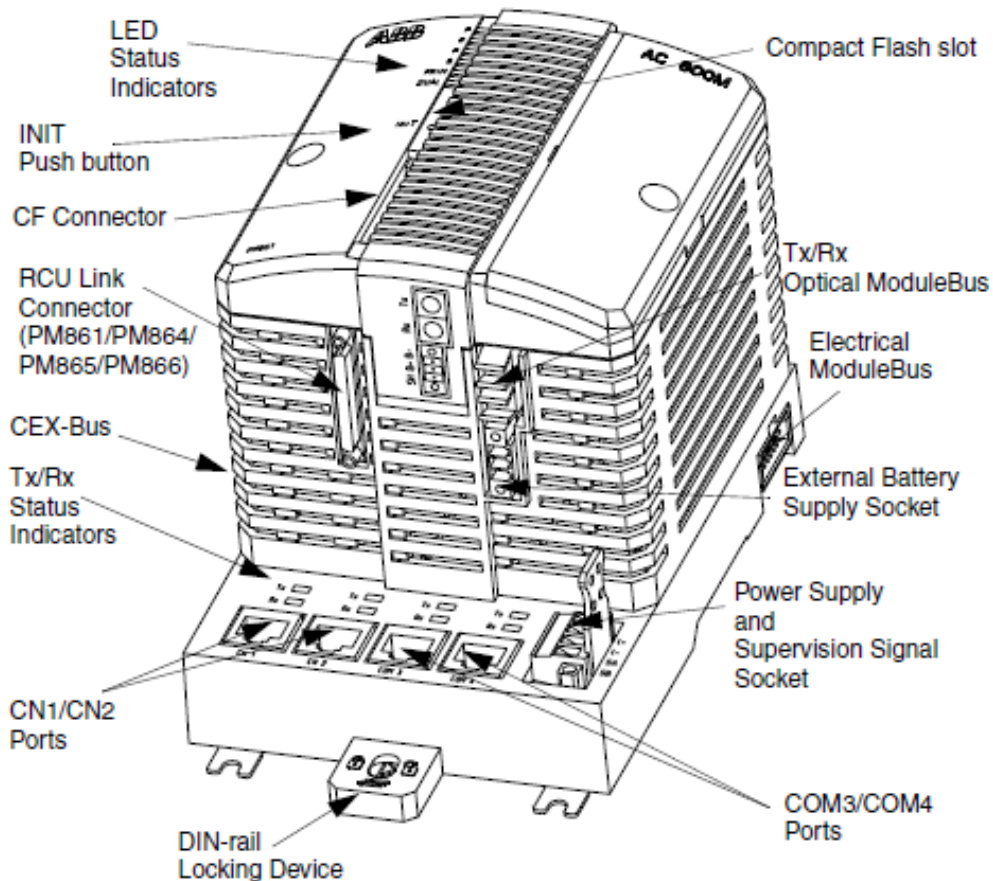


Figura 20. Módulo CPU PM866

Interfaces de comunicación

Se utilizan módulos CI853 y CI867 para la conexión de dispositivos comunicados mediante protocolo MODBUS (por ejemplo, Analizadores de Redes). Los dispositivos se conectan a uno u otro módulo dependiendo de la versión del protocolo, bien MODBUS serie con interface RS-232 (se utilizan convertidores de interface RS-232 a RS-485 para aumentar la longitud de conexión), o bien MODBUS/TCP que utiliza interfaz Ethernet – RJ45.

Los módulos reciben la alimentación desde el módulo PM866 a través del CEX-Bus y por lo tanto no requiere fuente de alimentación externa.

Batería Back-up

En caso de corte de energía, se utiliza una batería como alimentación de la memoria RAM y el reloj en tiempo real. Los módulos de batería externos (SB822) permiten ampliar el tiempo de información en memoria hasta un mínimo de 18 meses. El módulo de batería externo se monta sobre el perfil DIN y se conecta por cable a la CPU.

Fuentes de alimentación

El módulo CPU no necesita un suministro ininterrumpido de energía para desconectarse de forma segura. El módulo CPU tiene una reserva interna de energía de 5 ms, tiempo suficiente para realizar una desconexión controlada. La configuración mediante fuentes de alimentación redundantes externas permite aumentar la continuidad de suministro hasta soportar micro-cortes de energía (<20 ms.) que normalmente pueden suceder en entornos industriales. Para conmutar entre una u otra fuente de alimentación se utiliza un Módulo de Redundancia equipado con interruptores estáticos.

Sistema de Entrada/Salida S800

El Controlador AC 800M utiliza el sistema S800 de Entradas / Salidas. El sistema S800 I/O es un sistema distribuido y modular que hace uso del bus de alta velocidad ModuleBus para la conexión de tarjetas con fechado de estado con precisión de hasta 1 ms. (tarjetas SOE).

Los módulos de Entrada / Salida están formados por una base de montaje y un módulo frontal. Estas bases extienden el bus de comunicaciones interno y la alimentación a todos los módulos del bastidor. El módulo frontal actúa de interfaz con los canales de Entrada / Salida y el cableado de campo.

El sistema S800I/O se organiza de la siguiente forma:



La Estación S800I/O está formada por dos tipos de bastidores

- Cluster Base
 - ✓ Realiza la conexión física entre la red de Bus de Campo “Fieldbus” (en este caso se utiliza protocolo Modulebus) y el módulo CPU.
 - ✓ 1 Módulo FCI (Fieldbus Communication Interface).
 - ✓ Hasta 12 Módulos de E/S de cualquier tipo.
- Cluster de Entrada / Salidas
 - ✓ Realiza la conexión física de los Módulos E/S distribuidos.
 - ✓ 1 Módem óptico Modulebus (TB820)
 - ✓ Hasta 12 Módulos de Entrada / Salida

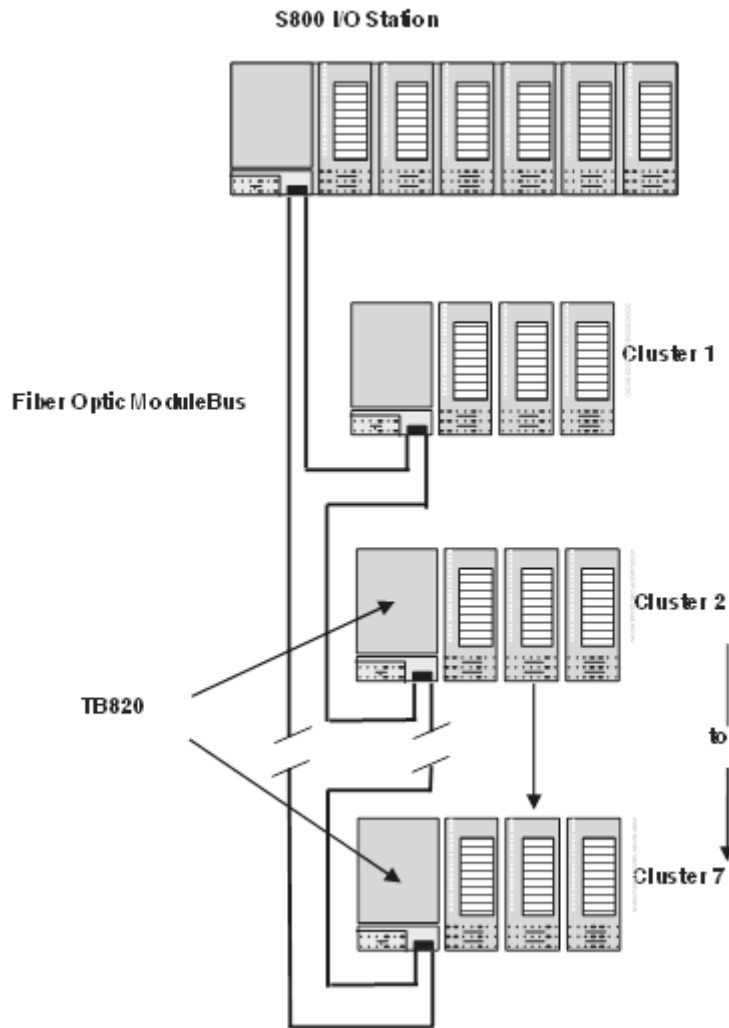


Figura 21. Arquitectura S800 I/O

Modulebus

Cada FCI se conecta con sus módulos de Entrada / Salida mediante el bus de campo Modulebus. La longitud máxima de estos tramos es de 15 metros usando fibra óptica plástica y de 200 metros usando fibra óptica de cristal. La longitud máxima del lazo depende del número de clusters del bus.

Los módulos de Entrada/Salida utilizados son los siguientes:

Entradas digitales: tipo DI810

Tarjeta de dieciséis entradas digitales con un rango de tensión de 18 a 30 Vcc. y una corriente de 6 mA a 24 Vcc. Cada una de las entradas está aislada mediante optoacoplador y barrera EMC. Dispone de indicadores led en el frontal de la tarjeta de fallo, funcionamiento normal y aviso. El estado de cada entrada también se indica mediante leds.

Entradas digitales: tipo DI830

Tarjeta de dieciséis entradas digitales con un rango de tensión de 24 Vcc. y con una resolución de 0.5 ms. Esta tarjeta permite fechar los eventos con resolución de 1 ms.

Salidas digitales: tipo DO810

Tarjeta de dieciséis salidas digitales con un rango de tensión de 10 a 30 Vcc. La máxima corriente de salida es de 0.5 A. Cada una de las salidas está aislada mediante opto-acoplador. Dispone de indicadores led en el frontal de la tarjeta de fallo, funcionamiento normal, aviso y situación de estado predeterminado. El estado de cada salida también se indica mediante leds.

Entradas analógicas: tipo AI810

Tarjeta de ocho entradas analógicas con capacidad de conexión individual a 0..20 mA, 4..20 mA, 0..10 Vcc ó 2..10 Vcc. Tienen 12 bits de resolución y están protegidas por resistencias shunt de tipo PTC. Cuentan además con protección EMC. Es compatible con el protocolo HART.

Entradas analógicas: tipo AI830.

Tarjeta de ocho entradas analógicas para conexión de sensores de temperatura (RTD) soporta Pt100, Ni100/10 y Pt10.

Salidas analógicas: tipo AO810

Tarjeta de ocho salidas analógicas con capacidad de conexión individual 4..20 mA. Cuentan además con protección EMC. Dispone de indicadores led en el frontal de la tarjeta de fallo, funcionamiento normal, aviso y situación de estado predeterminado.

SOFTWARE DE CONFIGURACION CONTROL BUILDER

Usando la herramienta software de ingeniería CONTROL BULDER, es posible configurar los dispositivos hardware (módulos de comunicación y de Entrada / Salida), crear programas de aplicación mediante lenguajes de programación estándar IEC61131-3, compilar y ejecutar programas off-line, que permitirá la simulación de proceso previamente antes de descargar la aplicación al controlador.

CONTROL BULDER, instalado en un ordenador, se conecta al puerto RS232-C, COM4 mediante un cable de programación específico. Como alternativa, se puede conectar por la Red de Control, al puerto CN1 o CN2 en el Controlador AC 800M, usando el protocolo MMS de Ethernet (TCP/IP).

Debe observarse que la conexión por la Red de Control solamente funcionará cuando se haya instalado el firmware adecuado en el Controlador AC 800M. Sin embargo, la conexión mediante el puerto RS232-C, COM4 siempre está disponible.

Este software permite la programación en los cinco (5) niveles de la IEC 631131-3, que son lista de instrucciones, lenguaje de contactos, bloques funcionales, secuencia de funciones, y programación estructurada. CONTROL BULDER, dispone de un modo de programación adicional que es el linkado de procesos. Dentro de un programa podemos compaginar distintos tipos de programación según nuestra conveniencia e incluir comentarios. Todos estos lenguajes disponen de una amplia biblioteca de funciones estándar, tanto de funciones de cálculo avanzadas, como de control analógico y discreto. También cabe la posibilidad de generar librerías propias:

- Funciones aritméticas (básicas y avanzadas).
- Funciones de control (P, PI, PID).
- Funciones lógicas combinacionales.
- Switches y multiplexores.
- Contadores y temporizadores
- Filtros de señal.
- Comparadores.
- Selectores

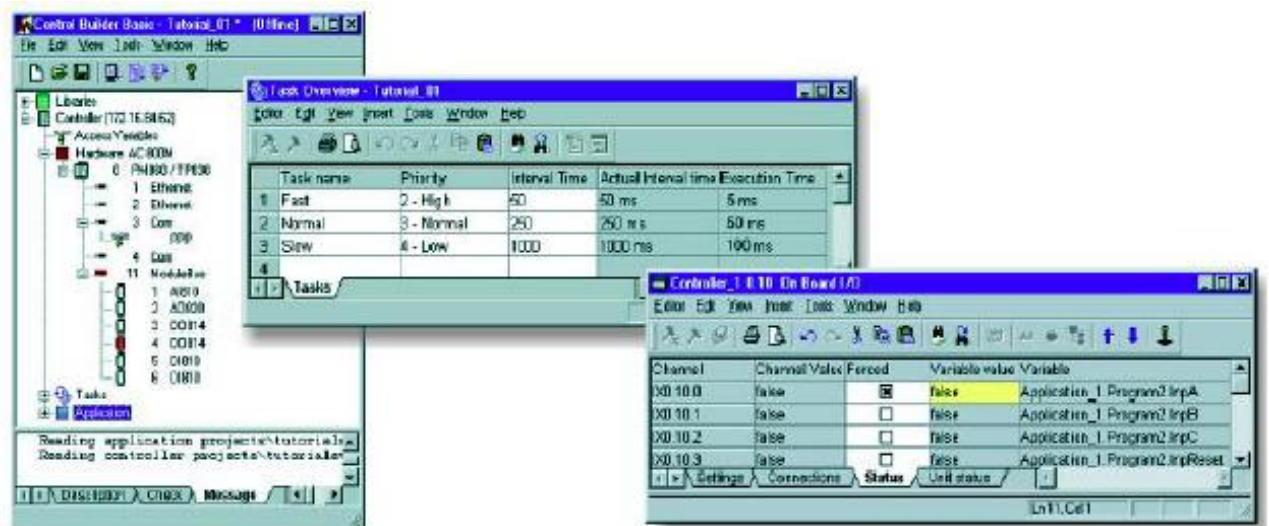


Algunos modos de programación del CONTROL BUILDER M

Figura 22. Entorno de programación Control Builder

La base de datos del proyecto puede ser compartida por hasta por 32 PLCs en la misma red. Cada PLC puede ejecutar hasta ocho programas distintos simultáneamente, con intervalos de ejecución distintos, desde un mínimo de 1ms para los TIME CRITICAL, hasta varias horas para los procesos más lentos.

La posibilidad de ejecución ON-Line permite la monitorización en tiempo real de los programas, así como el forzado de variables, acciones muy útiles a la hora de depurar o simular la ejecución de los programas de control.



Ventana de explorador de proyecto (rojo indica error).

Ventana de tareas.

Ventana de inspección de las E/S (amarillo indica E/S forzada)

Figura 23. Entorno de gestión Control Builder

4.3.6 Sistema HMI-SCADA.

El sistema HMI/SCADA que proporciona el entorno de interfaz entre operadores con el Sistema de Control está basado en la solución ENERGY WORKS Portal. Este sistema es una solución SCADA/MMI para procesos de centrales de generación y de subestaciones de distribución y transmisión de energía, que permite la visualización del proceso, adquisición de datos, análisis y control de supervisión de las operaciones que se realizan en la planta.

Las diferentes configuraciones del sistema facilitan la integración en los diferentes niveles del proceso:

- Visualización y mando local en los paneles de control de Grupo(HMI).
- Supervisión y control de planta, utilizado como sistema SCADA.
- Supervisión remota de las instalaciones (despachos de carga, centros de control).

Su arquitectura modular, posibilita la comunicación con los dispositivos de campo (PLCs, Controladores de lazo, etc.), así como con los niveles superiores (Centro de control), utilizando los protocolos de comunicaciones que se muestran en la arquitectura de red propuesta.

En los siguientes apartados se muestra una breve descripción de las funciones más destacadas de este sistema:

TimeStamping:

Todos los cambios en las señales digitales son fechados con resolución de 1 ms, permitiendo obtener un cronológico de sucesos fiable, que permite determinar con precisión la causa de salida de línea de una unidad de generación o la apertura por disparo de un interruptor de una subestación. El fechado de las señales puede ser realizado internamente por el software, o en este caso adquirido por comunicaciones desde protocolos específicos que soportan esta funcionalidad como es el IEC-870-5-101

FastScan:

ENERGY WORKS soporta tiempos de actualización en la base de datos inferiores a los 100 ms. Esto permite observar con precisión el comportamiento de los reguladores de velocidad o de tensión de los generadores, así como cualquier señal analógica, facilitando su ajuste y un rápido diagnóstico de equipos.

Base de datos:

Además de las variables típicas de otros sistemas convencionales (DI's, AI's, AO's, etc.), ENERGY WORKS soporta varios tipos de datos específicos para el sector eléctrico, como puntos simples, puntos dobles, totalizadores de energía. (Todos definidos por las normas IEC-870-5-101/104 o IEC61850, y compatibles con otros protocolos como DNP 3.0, RP570/571, etc.).

TScript:

La base de datos soporta variables internas que pueden ser manipuladas por un lenguaje de control en tiempo real (TScrip). Esto posibilita la creación de cálculos complejos y funciones de control avanzadas que se ejecutan en tiempo real, o la manipulación de datos para la conversión de protocolos.

Información de calidad integrada:

Todas las variables de la base de datos, además de la información propia del valor, incluyen la información de calidad de la señal (Invalida, Bloqueada, No actualizada, Hilo roto, etc.).

FloodControl:

No es infrecuente que el fallo de un sensor, o los malos contactos ocasionados por vibraciones provoquen una avalancha de cambios en algunas variables, ralentizando la operación del sistema y saturando los registros de eventos, haciendo estos inservibles para el análisis de procesos. ENERGY WORKS detecta estas anomalías bloqueando las señales afectadas y generando una alarma que los operadores pueden visualizar de forma rápida.

Fast Internode Communication Protocol (FICP):

ENERGY WORKS es un sistema desarrollado en base a la arquitectura cliente/servidor, utilizando el protocolo FICP, para la comunicación entre los diferentes

odos del sistema. Este protocolo basado en excepciones, permite reducir el ancho de banda en la comunicación entre estaciones remotas (Ej. Centrales y centros de control remotos), permitiendo el uso de enlaces de baja velocidad tales como radio enlaces, onda portadora o conexiones vía satélite, reduciendo significativamente el coste de la infraestructura de comunicaciones necesaria para la supervisión y mando remoto.

Protocolos nativos específicos del sector:

El sistema soporta diferentes protocolos de amplia difusión en el sector eléctrico, como IEC-870-5-101 o IEC-870-5-104, de forma nativa, es decir, sin necesidad de interfaces tipo OPC o DDE, que ralentizan el flujo de información, aumentan la complejidad del sistema y encarecen el sistema, ya que normalmente se requieren licencias adicionales para soporte de estos protocolos.

Sistema de alarmas:

ENERGY WORKS posee un sistema de alarmas que permite a los operadores conocer en todo momento las incidencias producidas en el proceso. El sistema es flexible y configurable, permitiendo definir los colores para los distintos estados y prioridades, y la información relativa a cada alarma mostrada. Un sistema de filtros permite visualizar solamente las alarmas requeridas en cada situación, permitiendo establecer filtros por tipo, prioridad, tag, sistema, equipo, etc.

| Ack | Fecha | Hora | Tag | Descripción | Calid. | Estado | Valor | Prio | Cod.Eq. | Sistema |
|-----|------------|--------------|-----------------|---|--------|--------|----------|------|----------------|---------|
| | 27-10-2011 | 12:50:51.029 | ESL_520_52G | INT. GENERADOR 52G (#1030), MINIMA TENSION CTB (125V) | GOOD | CLS | DISPARO | 0 | 520_52G | 520 |
| | 27-10-2011 | 12:50:48.919 | LALL_000002 | NIVEL MUY BAJO EN CALDERA RECUPERACIÓN DE CALOR | GOOD | OK | NORMAL | 0 | LALL_000002 | 20 |
| | 27-10-2011 | 12:51:43.229 | YA_540_F1324 | DISPARO 24TP-DISP PROPHOS (PROT.DIFERENCIAL TRAF0.PPAL) | GOOD | OK | NORMAL | 0 | 540_F1324 | 540 |
| | 27-10-2011 | 12:51:38.118 | YA_540_F13848G | PROT. SOBRECARGA TERMICA (48G CANAL B) | GOOD | OK | NORMAL | 0 | 540_F138 | 540 |
| | 27-10-2011 | 12:51:53.309 | VND_540_F1329 | FALLO INTERNO F129 PROT DIF BLOQUE | GOOD | CLS | WATCHDOG | 0 | 540_F129 | 520 |
| | 27-10-2011 | 12:51:41.160 | YA_500_500000P | INTERRUPTOR DE LINEA 5000, DISCREPANCIA DE POLOS | GOOD | CLS | DISPARO | 0 | 500_500000 | 500 |
| | 27-10-2011 | 12:51:31.447 | YA_SFTY_010_011 | DISPARO A MOTOR DESDE PROT. ELECTRICAS SCCPROT. GENERADOR | GOOD | CLS | DISPARO | 0 | SFTY-010-001-0 | 10 |
| | 27-10-2011 | 12:51:15.714 | FSL_010_320_01 | CAUDAL SALIDA ACEITE REFRIGERACIÓN CILINDRO #1 | GOOD | CLS | BAJO | 0 | FSL-010-320-01 | 10 |
| | 27-10-2011 | 12:51:15.674 | FSL_010_320_00 | CAUDAL SALIDA ACEITE REFRIGERACIÓN CILINDRO #0 | GOOD | CLS | BAJO | 0 | FSL-010-320-00 | 10 |
| | 27-10-2011 | 12:51:08.163 | FSL_010_320_12 | CAUDAL SALIDA ACEITE REFRIGERACIÓN CILINDRO #12 | GOOD | CLS | BAJO | 0 | FSL-010-320-12 | 10 |
| | 27-10-2011 | 12:50:53.301 | LSSL_520_0075 | MUY BAJO NIVEL ACEITE COL.L.A. GENERADOR | GOOD | CLS | DISPARO | 0 | LSSL_520-0075 | 520 |
| ✓ | 27-10-2011 | 12:50:28.766 | ESL_520_52GVCA | FALTA TENSION VCA MOTOR CARGA MUELLES | GOOD | CLS | ALARMA | 0 | 520_52G | 520 |
| ✓ | 27-10-2011 | 12:50:36.308 | FSH_520_030 | ALTO CAUDAL AGUA REFRIGERACIÓN GENERADOR | GOOD | CLS | ALTO | 0 | FSH-520-030 | 520 |
| ✓ | 27-10-2011 | 12:50:45.329 | TSH_520_0455 | ALTA TEMPERATURA METAL COL.L.O.A. GENERADOR | GOOD | CLS | ALARMA | 0 | TSH-520-0455 | 520 |
| ✓ | 27-10-2011 | 12:50:40.720 | FSL_520_030 | BAJO CAUDAL AGUA REFRIGERACIÓN GENERADOR | GOOD | CLS | BAJO | 0 | FSL-520-030 | 520 |
| ✓ | 27-10-2011 | 12:50:05.693 | YA_CRCG_020_1 | ALARMA GENERAL CALDERA DE RECUPERACIÓN | GOOD | CLS | ALARMA | 0 | CRCG-020-001-0 | 20 |
| ✓ | 27-10-2011 | 12:48:28.513 | FIT_170_001 | FLUJO ENTRADA TANQUE DE CONTROL DE COMBUSTÓLEO | GOOD | LO | 0 | 0 | FIT-170-001 | 170 |
| ✓ | 27-10-2011 | 12:48:28.511 | FIT_171_001 | FLUJO COMBUSTÓLEO SALIDA MÓDULO DEPURACIÓN PKCO-171-001-0 | GOOD | LO | 0 | 0 | FIT-171-001 | 170 |
| ✓ | 27-10-2011 | 12:48:28.510 | S20_52EX | ESTADO CONTACTOR DE EXCITACIÓN 52EX | INREV | IOERR | NORMAL | 0 | 520_52EX | 520 |
| ✓ | 27-10-2011 | 12:48:28.509 | FIT_130_001 | FLUJO SALIDA BOMBAS TRASIEGO ACEITE LUBRICACIÓN CILINDROS | GOOD | LO | 0 | 0 | FIT-130-001 | 130 |
| ✓ | 27-10-2011 | 12:48:28.509 | LIT_130_009 | NIVEL TANQUE DE SERVICIO ACEITE LUBRICACIÓN CILINDROS | GOOD | LO | 0 | 0 | LIT-130-009 | 130 |
| ✓ | 27-10-2011 | 12:48:28.508 | FIT_130_002 | FLUJO SALIDA BOMBAS TRASIEGO ACEITE LUBRICACIÓN MOTOR | GOOD | LO | 0 | 0 | FIT-130-002 | 130 |
| ✓ | 27-10-2011 | 12:48:28.507 | 520_52G | ESTADO INT. GENERADOR 52G (#1030) | INREV | IOERR | NORMAL | 0 | 520_52G | 520 |

Nº Alarmas activas: 23

Información Orden Reconocer

Salir

Figura 24. Ventana de alarmas SCADA

El registro cronológico de alarmas se almacena en archivos de texto que pueden ser exportados fácilmente a otras aplicaciones para su análisis o tratamiento. El sistema también permite almacenar las alarmas en una base de datos SQL, con interface ODBC, como Microsoft Access, SQL Server o MySQL.

Archivo histórico:

Los valores de proceso, así como el registro cronológico de eventos pueden ser almacenados en archivos históricos. Al contrario que en la mayoría de otros sistemas con

tiempos de almacenamiento entre 1 y 10 segundos, ENERGY WORKS permite el almacenamiento de muestras con intervalos de 300 ms.

| Tipo | Prior | Nodo | Fecha | Hora | Tag | Descripción | Qual | Status | Trip | Valor |
|------|-------|--------|-------------|----------------|---------------|--|------|--------|------|------------|
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:29:10.913 d | TE_010_425A1 | TEMPERATURA ENTRADA GASES ESCAPE TURBO SOPLANTE #1 | GOOD | HIHI | 0000 | 102 |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:29:18.954 d | TE_010_427_01 | TEMPERATURA GASES ESCAPE SALIDA VÁLVULA ESCAPE CIL. #1 | GOOD | OK | 0000 | 40.0667 |
| 05 | 05 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:29:38.372 s | TE_010_425A1 | TEMPERATURA ENTRADA GASES ESCAPE TURBO SOPLANTE #1 | --- | ACKD | 0000 | ACKD |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:32:19.754 d | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | GOOD | CLS | 0000 | FALLO |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:32:24.421 d | TE_010_425A1 | TEMPERATURA ENTRADA GASES ESCAPE TURBO SOPLANTE #1 | GOOD | LOLO | 0000 | 102 |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:33:04.078 d | TE_010_425A1 | TEMPERATURA ENTRADA GASES ESCAPE TURBO SOPLANTE #1 | GOOD | OK | 0000 | 106 |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:33:07.994 d | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | GOOD | OK | 0000 | MARCHA |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:33:08.364 d | TE_010_425A1 | TEMPERATURA ENTRADA GASES ESCAPE TURBO SOPLANTE #1 | GOOD | LO | 0000 | 106 |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:33:12.019 d | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | GOOD | OK | 0000 | PARADO |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:33:44.897 d | TE_010_425A1 | TEMPERATURA ENTRADA GASES ESCAPE TURBO SOPLANTE #1 | GOOD | OK | 0000 | 100 |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:35:49.846 d | TE_010_425A1 | TEMPERATURA ENTRADA GASES ESCAPE TURBO SOPLANTE #1 | GOOD | HI | 0000 | 102 |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:37:50.540 d | TE_010_425A1 | TEMPERATURA ENTRADA GASES ESCAPE TURBO SOPLANTE #1 | GOOD | HIHI | 0000 | 104 |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:40:59.752 d | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | GOOD | CLS | 0000 | FALLO |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:41:44.116 d | TE_010_425A1 | TEMPERATURA ENTRADA GASES ESCAPE TURBO SOPLANTE #1 | GOOD | OK | 0000 | 107 |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:41:46.172 d | TE_010_425A1 | TEMPERATURA ENTRADA GASES ESCAPE TURBO SOPLANTE #1 | GOOD | OK | 0000 | 108 |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:41:48.322 d | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | GOOD | OK | 0000 | MARCHA |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:41:52.328 d | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | GOOD | OK | 0000 | PARADO |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:42:24.064 d | TE_010_425A1 | TEMPERATURA ENTRADA GASES ESCAPE TURBO SOPLANTE #1 | GOOD | OK | 0000 | 101 |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:42:28.530 d | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | GOOD | OK | 0000 | MARCHA |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:43:29.077 d | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | GOOD | OK | 0000 | AUTOMATICO |
| 05 | 05 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:44:11.978 s | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | --- | ACKD | 0000 | ACKD |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:44:30.305 d | TE_010_425A1 | TEMPERATURA ENTRADA GASES ESCAPE TURBO SOPLANTE #1 | GOOD | HI | 0000 | 104 |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:44:33.660 d | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | GOOD | OK | 0000 | PARADO |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:44:33.660 d | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | GOOD | OK | 0000 | LOCAL |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:44:33.660 d | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | GOOD | OK | 0000 | AUTOMATICO |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:44:35.112 d | TE_010_427_01 | TEMPERATURA GASES ESCAPE SALIDA VÁLVULA ESCAPE CIL. #1 | GOOD | LO | 0000 | 39.9318 |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:46:30.778 d | TE_010_425A1 | TEMPERATURA ENTRADA GASES ESCAPE TURBO SOPLANTE #1 | GOOD | HIHI | 0000 | 106 |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:49:23.957 d | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | GOOD | OK | 0000 | AUTOMATICO |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:49:27.983 d | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | GOOD | OK | 0000 | MARCHA |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:49:31.999 d | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | GOOD | OK | 0000 | PARADO |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:49:31.999 d | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | GOOD | OK | 0000 | REMOTO |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:49:36.034 d | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | GOOD | OK | 0000 | MARCHA |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:49:40.050 d | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | GOOD | CLS | 0000 | FALLO |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:49:40.050 d | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | GOOD | CLS | 0000 | PARADO |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:49:40.050 d | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | GOOD | CLS | 0000 | LOCAL |
| 00 | 00 | SCADA1 | 18-sep-2011 | 20:49:40.050 d | BORA_090A | BOMBA #1 AGUA ENFRIAMIENTO ALTA TEMPERATURA,MARCHA | GOOD | CLS | 0000 | MANUAL |

Figura 21. Ventana de históricos SCADA

Un sistema basado en excepciones, bandas muertas y un algoritmo de compresión de datos permite mantener tamaños de archivo relativamente pequeño, sin pérdida de información y sin requerir unidades extras de almacenamiento.

Registro de eventos:

La adquisición de eventos es crucial en la seguridad de las centrales y subestaciones, el sistema de eventos de ENERGY WORKS (SOE), captura los eventos del sistema, durante la operación normal, arranques y/o paradas y en los disparos. La fiabilidad de la recogida y el fechado con resolución de milisegundos, ayuda a documentar y analizar las incidencias ocurridas en el proceso.

| Ventana de eventos | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|------------|----------------|------|--------------|---|------|----------|---------|--------|------|---------|--------|
| Tipo | Fecha | Hora | Nodo | Tag | Descripcion | Qual | Estado | Valor | UserId | Prio | CodEq | EvntId |
| | 27-10-2011 | 16:41:34.818 s | DEMO | ET_GEN_RS | TENSION FASE RS | --- | ACKD | ACKD | SYSTEM | 5 | --- | 244 |
| | 27-10-2011 | 16:41:34.818 s | DEMO | TT_GW_S | TEMPERATURA DEVAÑADOS ALTERNADOR FASE S | --- | ACKD | ACKD | SYSTEM | 5 | --- | 243 |
| | 27-10-2011 | 16:41:34.818 s | DEMO | TT_GW_R | TEMPERATURA DEVAÑADOS ALTERNADOR FASE R | --- | ACKD | ACKD | SYSTEM | 5 | --- | 242 |
| | 27-10-2011 | 16:41:34.818 s | DEMO | TT_GW_T | TEMPERATURA DEVAÑADOS ALTERNADOR FASE T | --- | ACKD | ACKD | SYSTEM | 5 | --- | 241 |
| | 27-10-2011 | 16:41:34.816 s | DEMO | LT_CAMC_PC | MEDIDA DE NIVEL DE CÁMARA DE CARGA (%) | --- | ACKD | ACKD | SYSTEM | 5 | --- | 240 |
| | 27-10-2011 | 16:41:34.815 s | DEMO | ET_GEN_ST | TENSION FASE ST | --- | ACKD | ACKD | SYSTEM | 5 | --- | 239 |
| | 27-10-2011 | 16:41:36.704 s | DEMO | MMI_JC_GEN_P | CMD:SETPOINT REGULADOR DE POTENCIA (DESDE MMI) | --- | OK | 5280 | SYSTEM | 0 | --- | 238 |
| | 27-10-2011 | 16:41:40.375 d | DEMO | DP_PREO2_ST | BOMBA REGULACION 2, ESTADO | GOOD | OK | ON | --- | 0 | PREO-02 | 237 |
| | 27-10-2011 | 16:41:40.374 d | DEMO | DP_PREO1_ST | BOMBA REGULACION 1, ESTADO | GOOD | OK | OFF | --- | 0 | PREO-01 | 236 |
| | 27-10-2011 | 16:40:16.339 d | DEMO | DP_PREO2_ST | BOMBA REGULACION 2, ESTADO | GOOD | OK | OFF | --- | 0 | PREO-02 | 235 |
| | 27-10-2011 | 16:40:16.338 d | DEMO | DP_PREO1_ST | BOMBA REGULACION 1, ESTADO | GOOD | OK | ON | --- | 0 | PREO-01 | 234 |
| | 27-10-2011 | 16:40:04.784 d | DEMO | ET_GEN_RS | TENSION FASE RS | GOOD | HI | 14.8086 | --- | 0 | PLM-G1 | 233 |
| | 27-10-2011 | 16:39:28.280 d | DEMO | XI_UC_GRD | UNIDAD ACOPLADA | GOOD | CLS | SI | --- | 0 | PLC-G1 | 232 |
| | 27-10-2011 | 16:39:28.127 d | DEMO | ZI_GB_CLS | INTERRUPTOR DE GRUPO CERRADO | GOOD | CLS | SI | --- | 0 | GB-01 | 231 |
| | 27-10-2011 | 16:39:27.842 d | DEMO | ZI_GEN_ST | TENSION FASE ST | GOOD | HI | 14.842 | --- | 0 | PLC-G1 | 230 |
| | 27-10-2011 | 16:39:27.121 d | DEMO | XI_UC_EXC | UNIDAD EXCITADA, NO ACOPLADA | GOOD | CLS | SI | --- | 0 | PLC-G1 | 229 |
| | 27-10-2011 | 16:39:13.960 d | DEMO | ZI_FB_CLS | INTERRUPTOR DE CAMPO CERRADO | GOOD | CLS | SI | --- | 0 | FB-01 | 228 |
| | 27-10-2011 | 16:39:11.878 d | DEMO | XI_TUR_NSVN | VELOCIDAD > LIMITE SINCRONIZACION (95%) | GOOD | CLS | SI | --- | 0 | PLC-G1 | 227 |
| | 27-10-2011 | 16:39:16.258 d | DEMO | DP_PREO2_ST | BOMBA REGULACION 2, ESTADO | GOOD | OK | ON | --- | 0 | PREO-02 | 226 |
| | 27-10-2011 | 16:39:16.257 d | DEMO | DP_PREO1_ST | BOMBA REGULACION 1, ESTADO | GOOD | OK | OFF | --- | 0 | PREO-01 | 225 |
| | 27-10-2011 | 16:39:07.086 d | DEMO | XI_TUR_NEXC | VELOCIDAD > LIMITE EXCITACION (85%) | GOOD | CLS | SI | --- | 0 | PLC-G1 | 224 |
| | 27-10-2011 | 16:38:23.599 d | DEMO | XI_UC_SPIN | UNIDAD GIRANDO SIN EXCITACION | GOOD | OK | ON | --- | 0 | PLC-G1 | 223 |
| | 27-10-2011 | 16:38:23.078 d | DEMO | DP_BVP_ST | VALVULA BYPASS, ESTADO | GOOD | OK | ON | --- | 0 | BVP-01 | 222 |
| | 27-10-2011 | 16:38:23.077 d | DEMO | ZI_BVP_CLS | VALVULA BYPASS CERRADA | GOOD | CLS | SI | --- | 0 | BVP-01 | 221 |
| | 27-10-2011 | 16:38:18.113 d | DEMO | DP_BVP_ST | VALVULA BYPASS, ESTADO | GOOD | OK | DESCON | --- | 0 | BVP-01 | 220 |
| | 27-10-2011 | 16:38:18.428 d | DEMO | DP_MAIRV_ST | VALVULA PRINCIPAL, ESTADO | GOOD | OK | ON | --- | 0 | VGU-01 | 219 |
| | 27-10-2011 | 16:38:18.425 d | DEMO | ZI_VGU_OPH | VALVULA PRINCIPAL ABIERTA | GOOD | CLS | SI | --- | 0 | VGU-01 | 218 |
| | 27-10-2011 | 16:38:15.400 d | DEMO | DP_MAIRV_ST | VALVULA PRINCIPAL, ESTADO | GOOD | OK | DESCON | --- | 0 | VGU-01 | 217 |
| | 27-10-2011 | 16:38:14.812 d | DEMO | PDS_VGU | PRESIONES EQUILIBRADAS EN VALVULA PRINCIPAL | GOOD | CLS | SI | --- | 0 | VGU-01 | 216 |
| | 27-10-2011 | 16:38:14.687 d | DEMO | DP_BVP_ST | VALVULA BYPASS, ESTADO | GOOD | OK | OFF | --- | 0 | BVP-01 | 215 |
| | 27-10-2011 | 16:38:14.686 d | DEMO | ZI_BVP_OPH | VALVULA BYPASS ABIERTA | GOOD | CLS | SI | --- | 0 | BVP-01 | 214 |
| | 27-10-2011 | 16:38:16.745 d | DEMO | DP_BVP_ST | VALVULA BYPASS, ESTADO | GOOD | OK | DESCON | --- | 0 | BVP-01 | 213 |
| | 27-10-2011 | 16:38:16.098 d | DEMO | DP_PREO1_ST | BOMBA REGULACION 1, ESTADO | GOOD | OK | ON | --- | 0 | PREO-01 | 212 |
| | 27-10-2011 | 16:37:58.803 d | DEMO | ZI_CTO_OPH | COMPUERTA DE TOMA ABIERTA | GOOD | CLS | SI | --- | 0 | CTO-01 | 211 |
| | 27-10-2011 | 16:37:53.089 d | DEMO | XI_S0100_RUN | SECUENCIA DE ARRANQUE EN DESARROLLO | GOOD | CLS | SI | --- | 0 | PLC-G1 | 210 |
| | 27-10-2011 | 16:37:53.076 d | DEMO | ZI_BRK_OFF | FRENOS SUELTOS | GOOD | CLS | SI | --- | 0 | BRK-01 | 209 |
| | 27-10-2011 | 16:37:53.002 s | DEMO | MMI_S0100 | CMD:ORDEN INICIAR SECUENCIA DE ARRANQUE | --- | SI | SYSTEM | 0 | --- | ESA-01 | 208 |
| | 27-10-2011 | 16:37:53.002 s | DEMO | --- | LOGIN USUARIO SYSTEM EN NODO SYSTEM SEGURIDAD DESHABILITADA | --- | LOGIN-OK | SYSTEM | 5 | --- | --- | 207 |
| | 27-10-2011 | 16:37:47.416 d | DEMO | TT_GW_T | TEMPERATURA DEVAÑADOS ALTERNADOR FASE T | GOOD | OK | 21 | --- | 0 | GB-01 | 206 |
| | 27-10-2011 | 16:37:47.108 d | DEMO | TT_GW_S | TEMPERATURA DEVAÑADOS ALTERNADOR FASE S | GOOD | OK | 21 | --- | 0 | FB-01 | 205 |
| | 27-10-2011 | 16:37:47.106 d | DEMO | TT_GW_R | TEMPERATURA DEVAÑADOS ALTERNADOR FASE R | GOOD | OK | 21 | --- | 0 | FB-01 | 204 |
| | 27-10-2011 | 16:37:47.040 d | DEMO | TT_GW_T | TEMPERATURA DEVAÑADOS ALTERNADOR FASE T | GOOD | LO | 16.2 | --- | 0 | GB-01 | 203 |
| | 27-10-2011 | 16:37:47.038 d | DEMO | TT_GW_S | TEMPERATURA DEVAÑADOS ALTERNADOR FASE S | GOOD | LO | 16.2 | --- | 0 | FB-01 | 202 |
| | 27-10-2011 | 16:37:47.036 d | DEMO | TT_GW_R | TEMPERATURA DEVAÑADOS ALTERNADOR FASE R | GOOD | LO | 16.2 | --- | 0 | FB-01 | 201 |
| | 27-10-2011 | 16:37:42.742 d | DEMO | LT_CAMC_PC | MEDIDA DE NIVEL DE CÁMARA DE CARGA (%) | GOOD | OK | 68.394 | --- | 0 | BVP-01 | 200 |
| | 27-10-2011 | 16:36:58.871 s | DEMO | TT_TBE_RLA | TEMPERATURA COJINETE TURBINA | GOOD | OK | 8.4 | --- | 0 | GB-01 | 199 |
| | 27-10-2011 | 16:36:58.871 s | DEMO | DP_MAIRV_ST | VALVULA PRINCIPAL, ESTADO | GOOD | OK | OFF | --- | 0 | VGU-01 | 198 |
| | 27-10-2011 | 16:36:58.871 s | DEMO | PT_CAME | PRESION CAMARA ESPIRAL | GOOD | OK | 5.62151 | --- | 0 | CTO-01 | 197 |
| | 27-10-2011 | 16:36:58.871 s | DEMO | XA_VSH_BLOA | ALM CALC. ALTA VIBRACION COJINETE GUIA L.O.A. RADIAL | GOOD | OK | NO | --- | 0 | --- | 196 |
| | 27-10-2011 | 16:36:58.871 s | DEMO | XA_VSH_O_LOA | ALM CALC. ALTA TEMP. ACEITE L.O.A | GOOD | OK | NO | --- | 0 | --- | 195 |
| | 27-10-2011 | 16:36:58.871 s | DEMO | IT_GEN_S | INTENSIDAD DE GENERACION S | GOOD | OK | 0 | --- | 0 | PLC-G1 | 194 |
| | 27-10-2011 | 16:36:58.871 s | DEMO | FT_CAM | CAUDAL APORTA CAMARA DE CARGA | GOOD | OK | 1.97 | --- | 0 | VGU-01 | 193 |
| | 27-10-2011 | 16:36:58.871 s | DEMO | DP_5TG_ST | SECCIONADOR DE PUESTA TIERRA, ESTADO | GOOD | OK | DESCON | --- | 0 | GEN-5TG | 192 |
| | 27-10-2011 | 16:36:58.871 s | DEMO | XI_TUR_INBK | VELOCIDAD DE FRENO (<30%) | GOOD | OK | SI | --- | 0 | PLC-G1 | 191 |
| | 27-10-2011 | 16:36:58.871 s | DEMO | XA_OVS_ALM | ALARMA DE SOBREVOLADIA | GOOD | OK | NO | --- | 0 | --- | 190 |
| | 27-10-2011 | 16:36:58.871 s | DEMO | DP_STEP205 | SECUENCIA DE PARADA PASO 205 | GOOD | OK | NO | --- | 0 | --- | 189 |
| | 27-10-2011 | 16:36:58.871 s | DEMO | DP_GB_ST | INTERRUPTOR DE GRUPO SZG, ESTADO | GOOD | OK | DESCON | --- | 0 | --- | 188 |
| | 27-10-2011 | 16:36:58.871 s | DEMO | XI_S0200_RUN | SECUENCIA DE PARADA EN DESARROLLO | GOOD | OK | NO | --- | 0 | PLC-G1 | 187 |
| Eventos en buffer: 200 | | | | | | | | | | | | |
| Pausa | | | | | | | | | | | | |

Figura 25. Ventana de eventos SCADA

Las potentes herramientas de archivo, análisis y reportes, facilitan la operación y mantenimiento de la central.

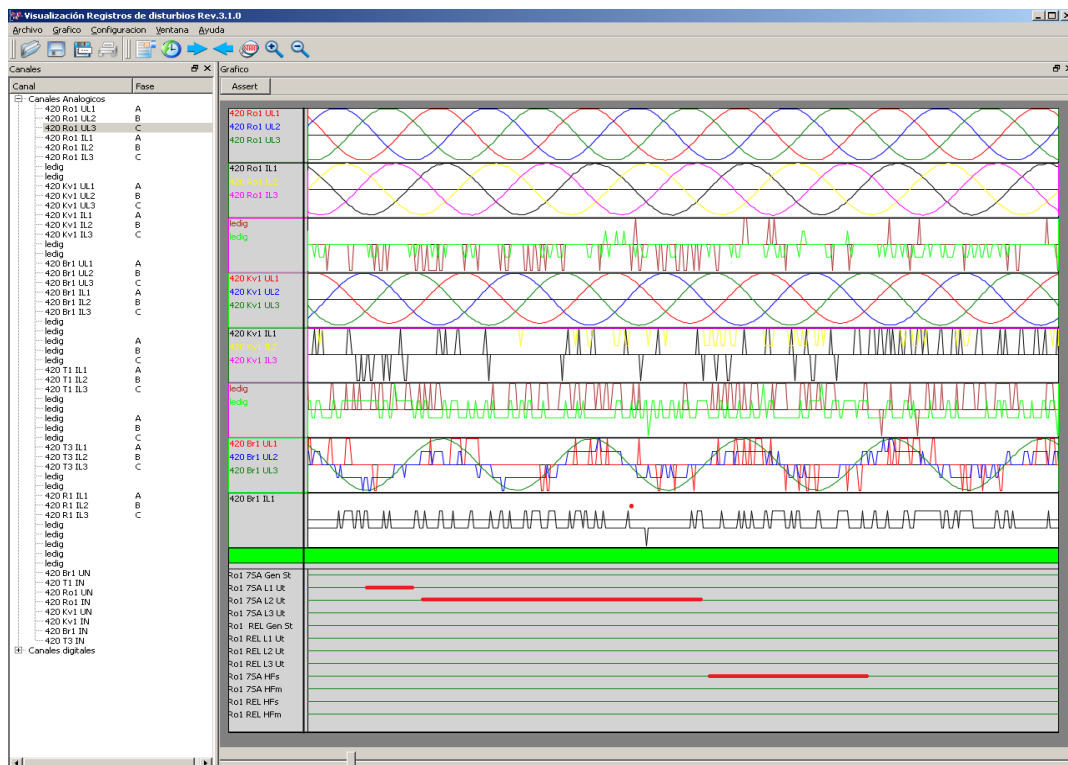


Figura 26. Ventana de oscilografía SCADA

Informes Post-disparo:

El propio sistema SCADA permite definir grupos de señales, tanto analógicas como digitales, asociadas a condiciones de disparo, que se reportan con las lecturas en un intervalo previo a la señal de disparo, facilitando la localización de fallos y la documentación de las incidencias en el proceso.

Comunicaciones:

La arquitectura de integración permite el uso de múltiples drivers de comunicaciones, ya sea para adquirir datos desde dispositivos de campo, o bien para suministrar datos hacia niveles superiores. El sistema puede funcionar como Cliente/Servidor de OPC DA/AE, y utilizar enlaces ODBC para integración con bases de datos.

La arquitectura del servidor SCADA, permite tanto la adquisición de datos desde los dispositivos de control (PLC's, Controladores de lazo, etc.), así como la comunicación de estos datos hacia niveles de control o gestión, mediante una amplia gama de protocolos.

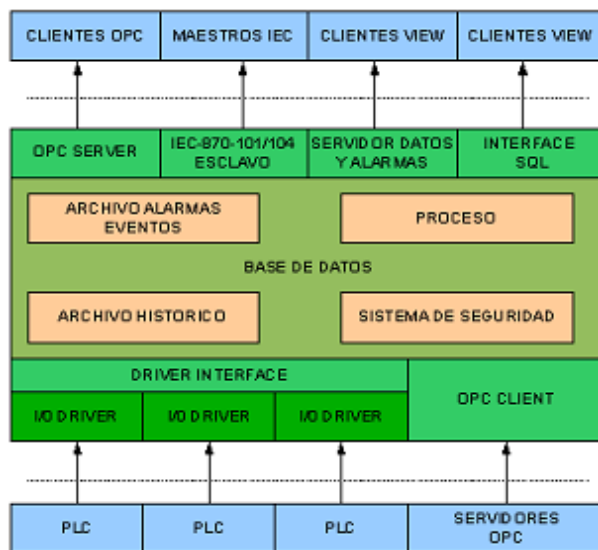


Figura 27. Interfaces SCADA

Multiplataforma:

ENERGY WORKS funciona en una amplia gama de soportes de hardware con distintos sistemas operativos, pudiendo funcionar bajo Windows Xp Embedded, XP, Windows Server, Windows 7, Sistemas Linux y MacOS.

ESTRUCTURA DE LOS SINÓPTICOS SCADA-HMI DE GRUPO

Como se ha indicado anteriormente, existe una interfaz hombre-máquina HMI en cada Armario de Control y Protección de Grupo, mediante una pantalla táctil de 15" BECKHOFF para el control local del Grupo. Tendrá instalado aquellos sinópticos y comandos del Sistema SCADA pertenecientes al control y supervisión de grupo.

En la siguiente imagen podemos ver un sinóptico SCADA con cinco zonas:

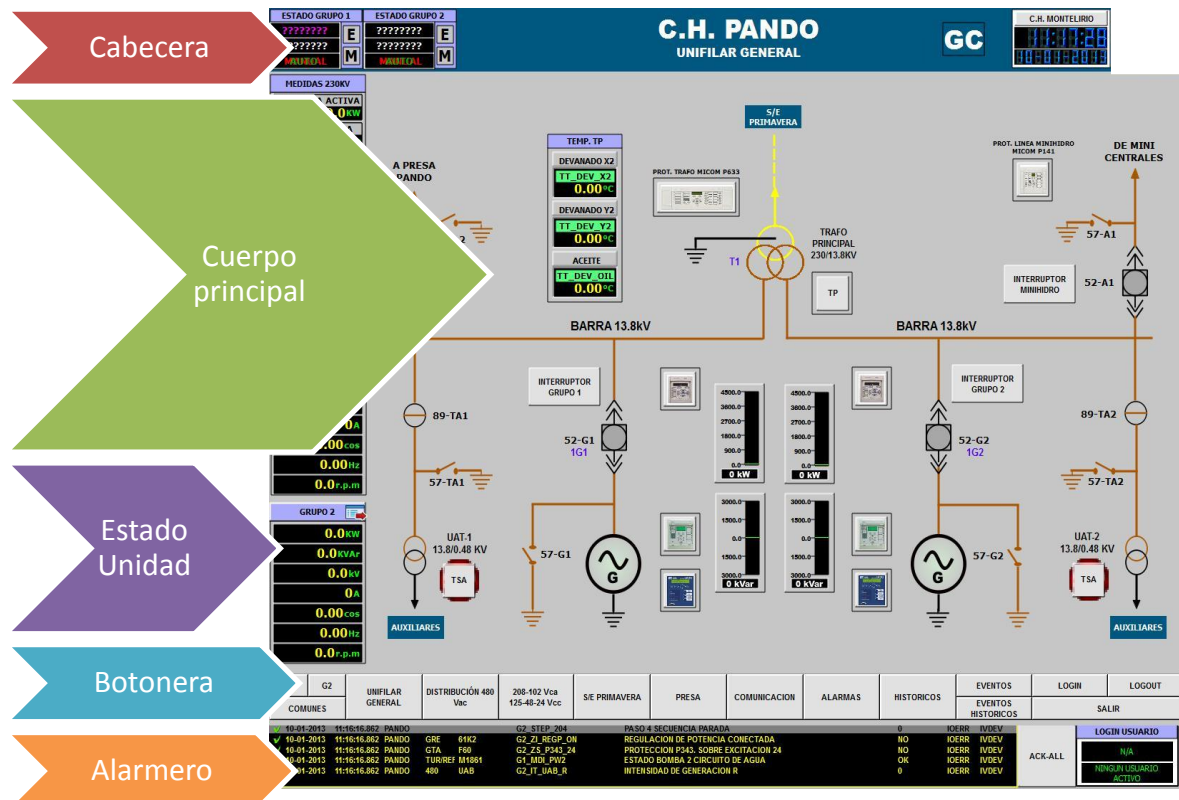


Figura 28. Estructura de pantallas SCADA

- Cabecera

En la cabecera se muestra el título del mímico activo y el grupo de generación al cual corresponde, la fecha y hora y el estado de ambos grupos.

- Cuerpo principal

Éste es el área de visualización y operación de los equipos de la planta.

- Botonera

Botones de acceso rápido a todos los mímicos del SCADA. Si el mímico activo corresponde a uno de los Grupos G1, por ejemplo, presionando G2 podemos ir a la pantalla general del Grupo 2 y viceversa.

- Alarmero

Permite la visualización de las últimas seis alarmas ocurridas en el sistema.

- Estado de la unidad

Todas las pantallas de control presentan en la parte izquierda la información más relevante del estado del grupo: medidas eléctricas de salida, revoluciones de la turbina, posición de los inyectores, pulsando sobre los carteles relativos a cada unidad se muestra un menú desplegable con información ampliada.

Sinópticos SCADA del Armario de Control y Protección de Grupo

CONTROL GENERAL

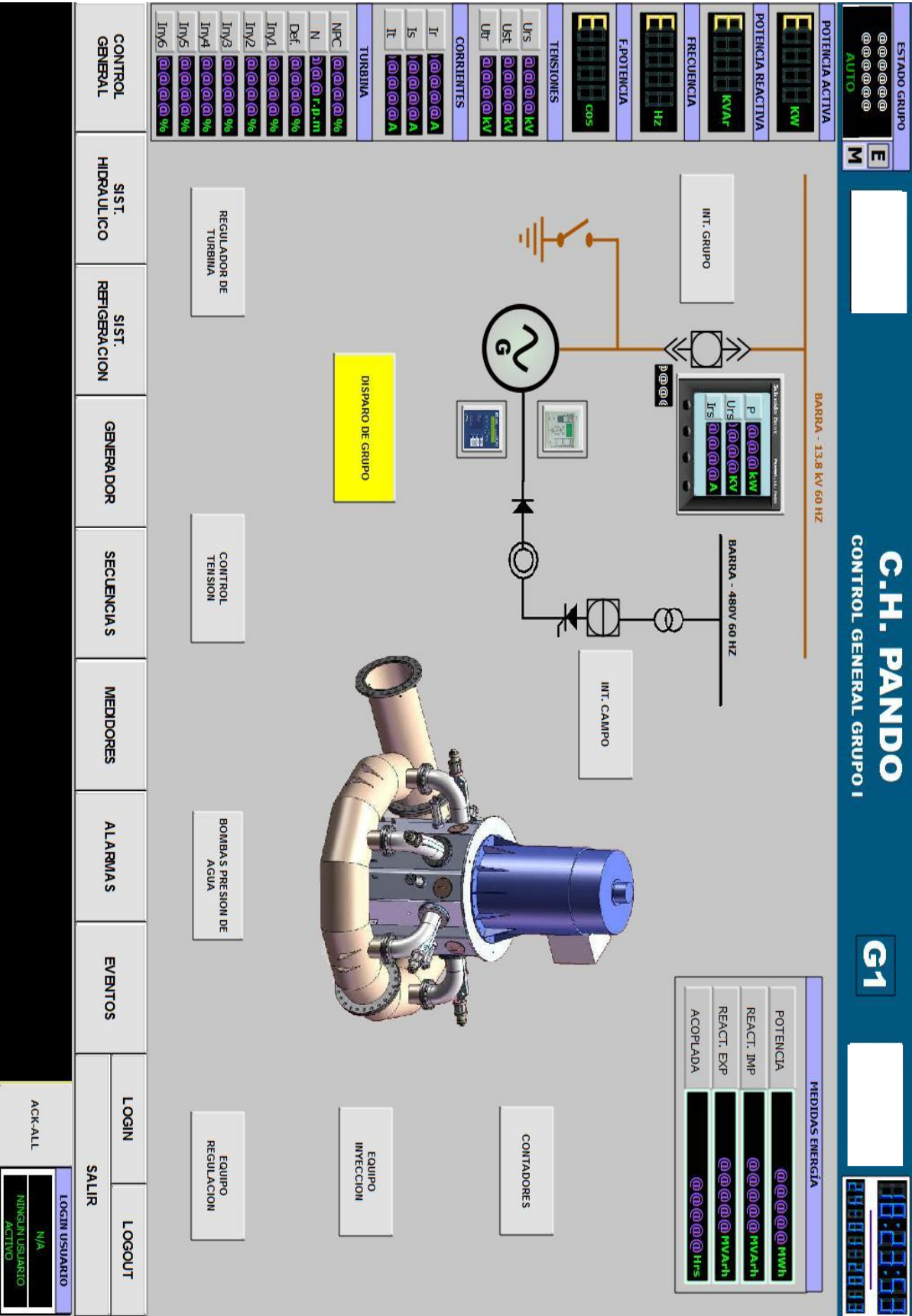


Figura 29. Sinóptico Control General

SISTEMA HIDRÁULICO

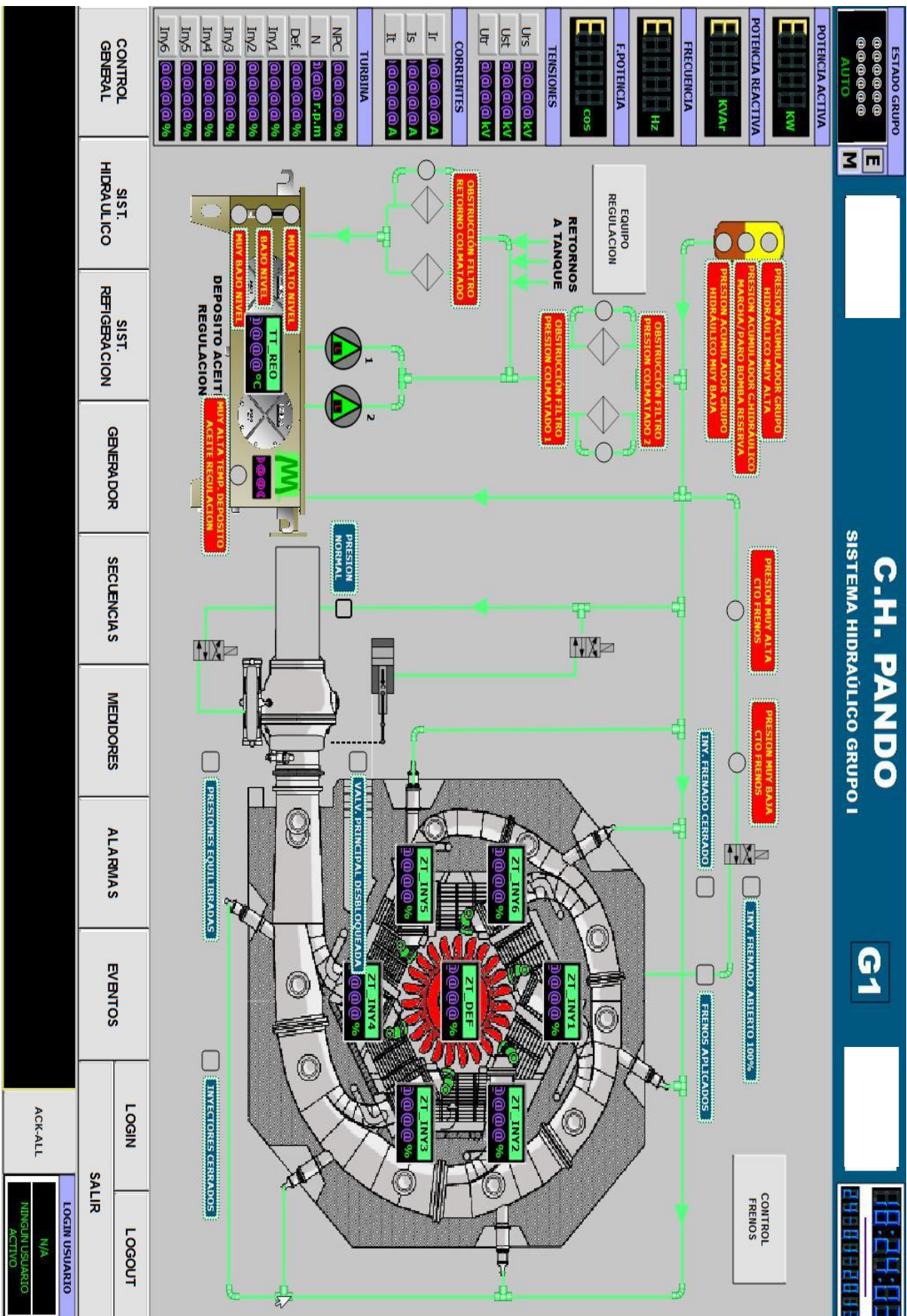


Figura 30. Sinóptico Sistema Hidráulico

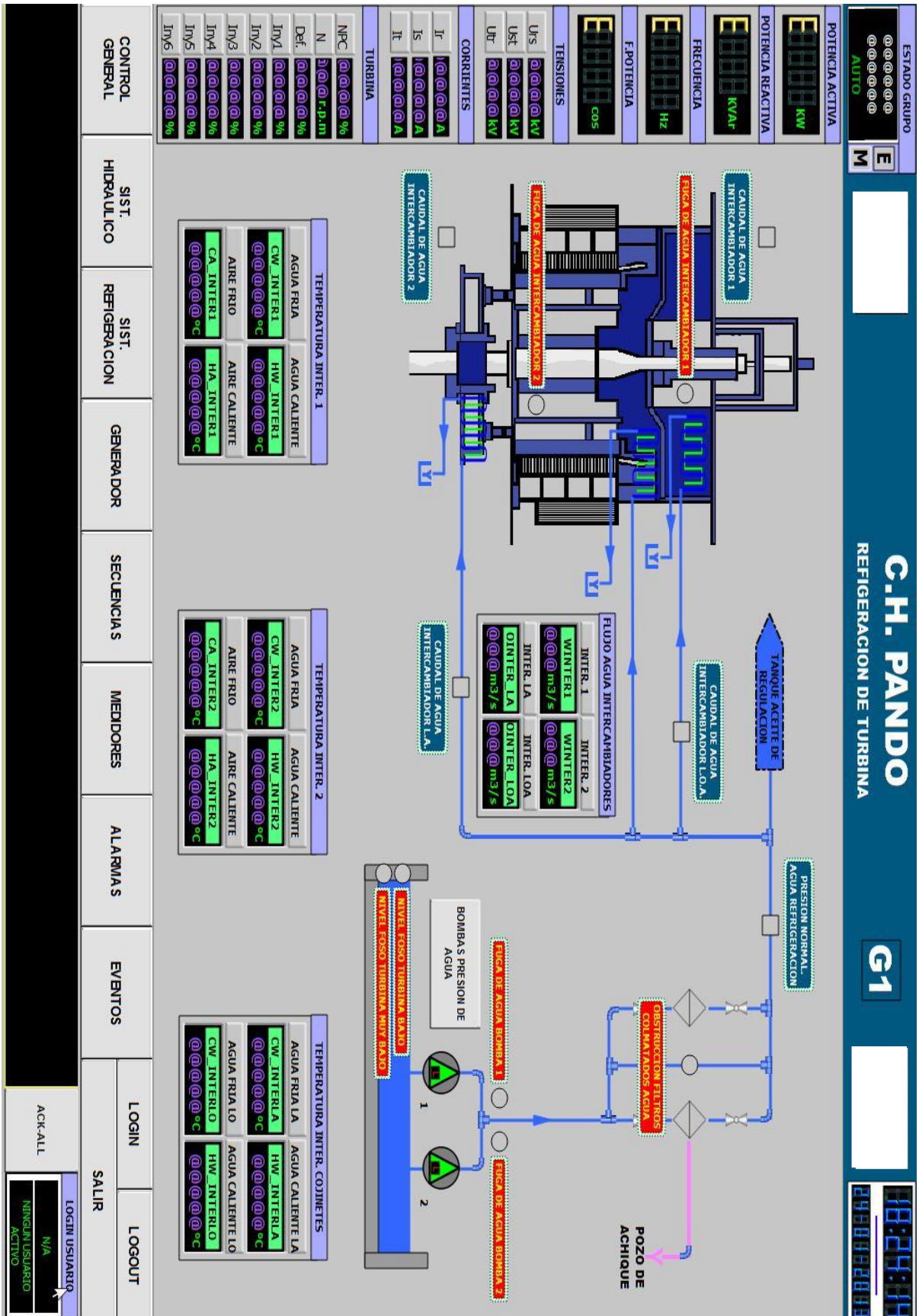


Figura 31. Sinóptico Sistema de Refrigeración.

GENERADOR

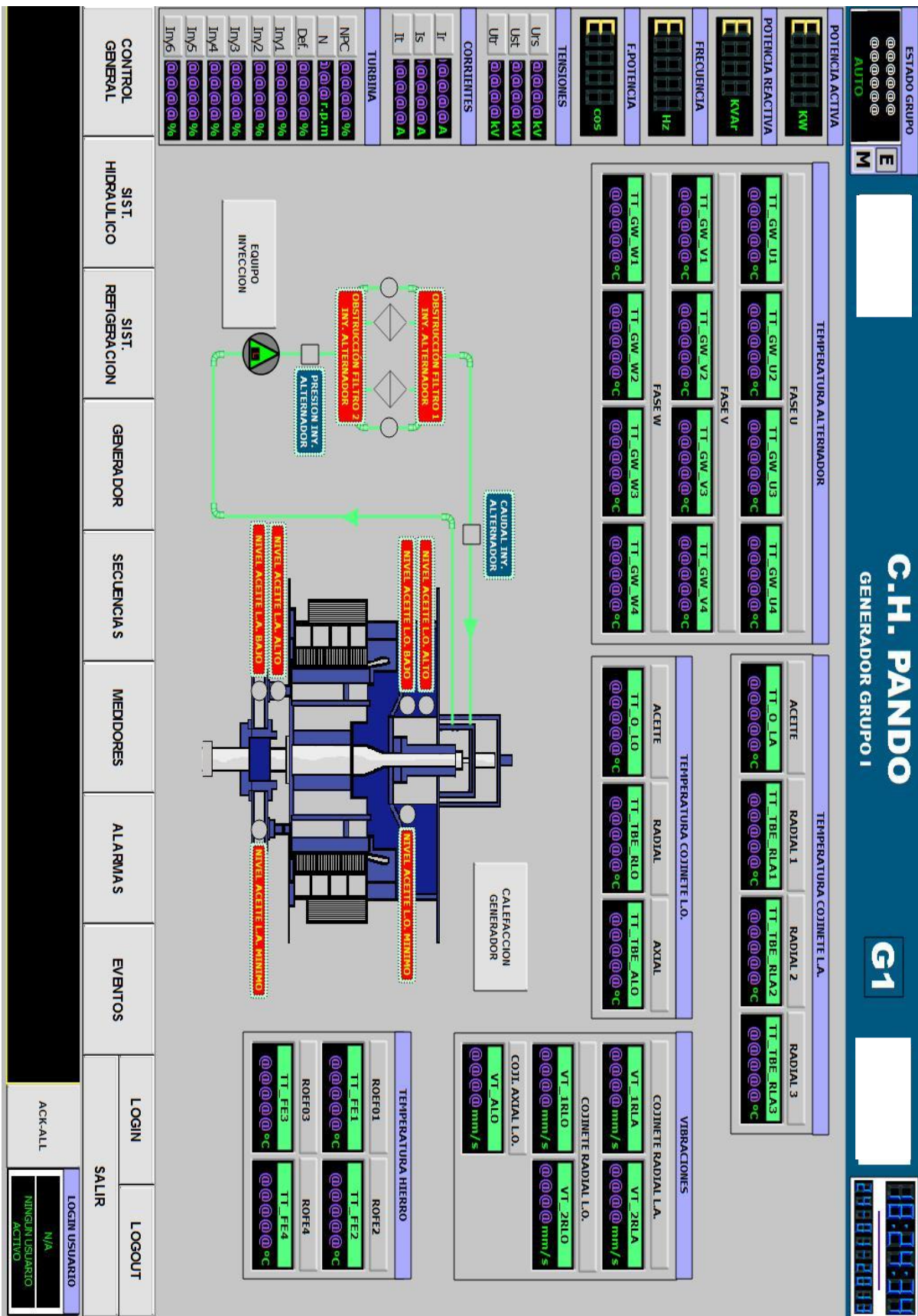


Figura 32. Sinóptico Generador

SECUENCIAS DE ARRANQUE Y PARADA DE GRUPO

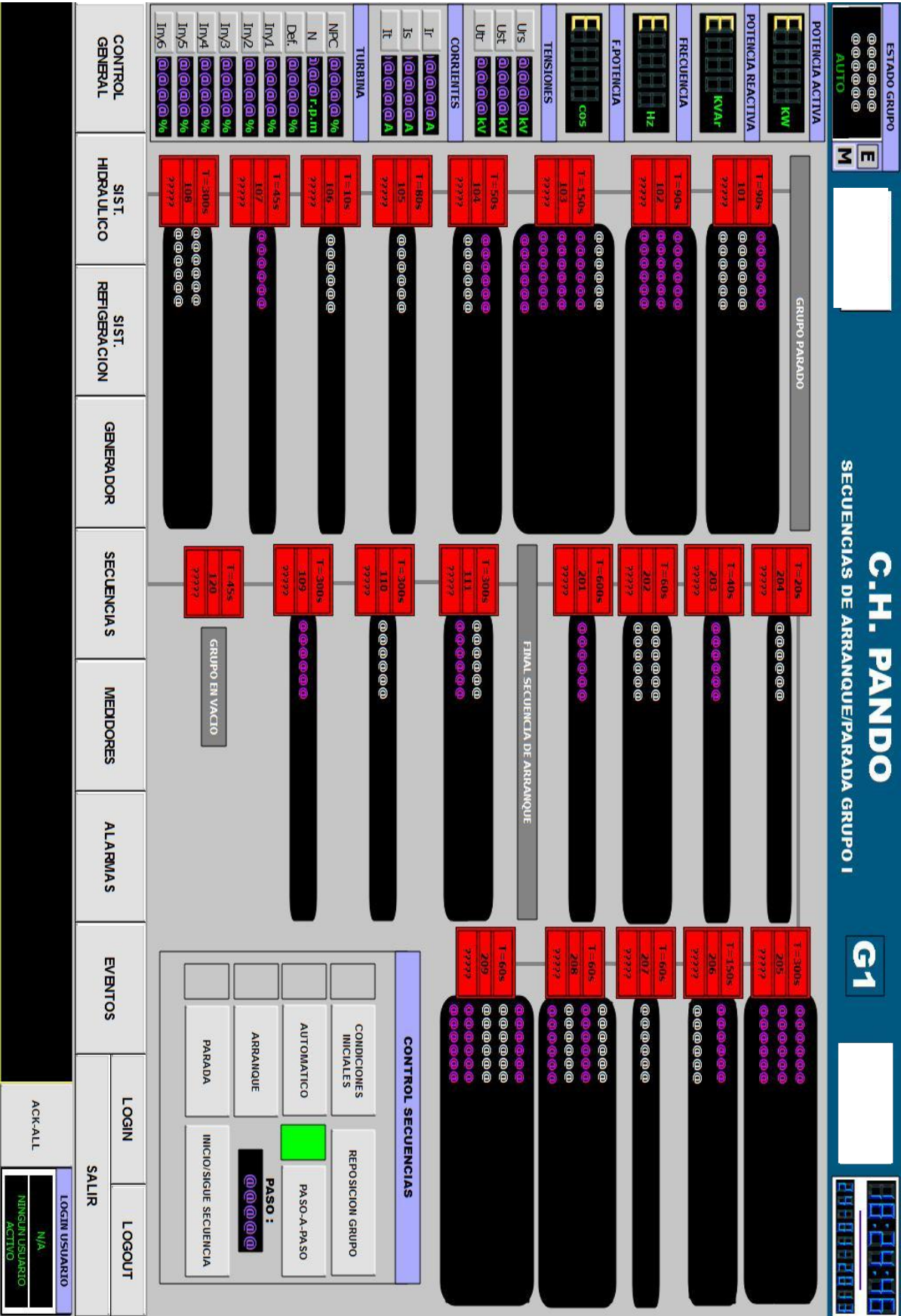


Figura 33. Sinóptico Sistema de Secuencias de Arranque y Parada Grupo

MEDIDORES

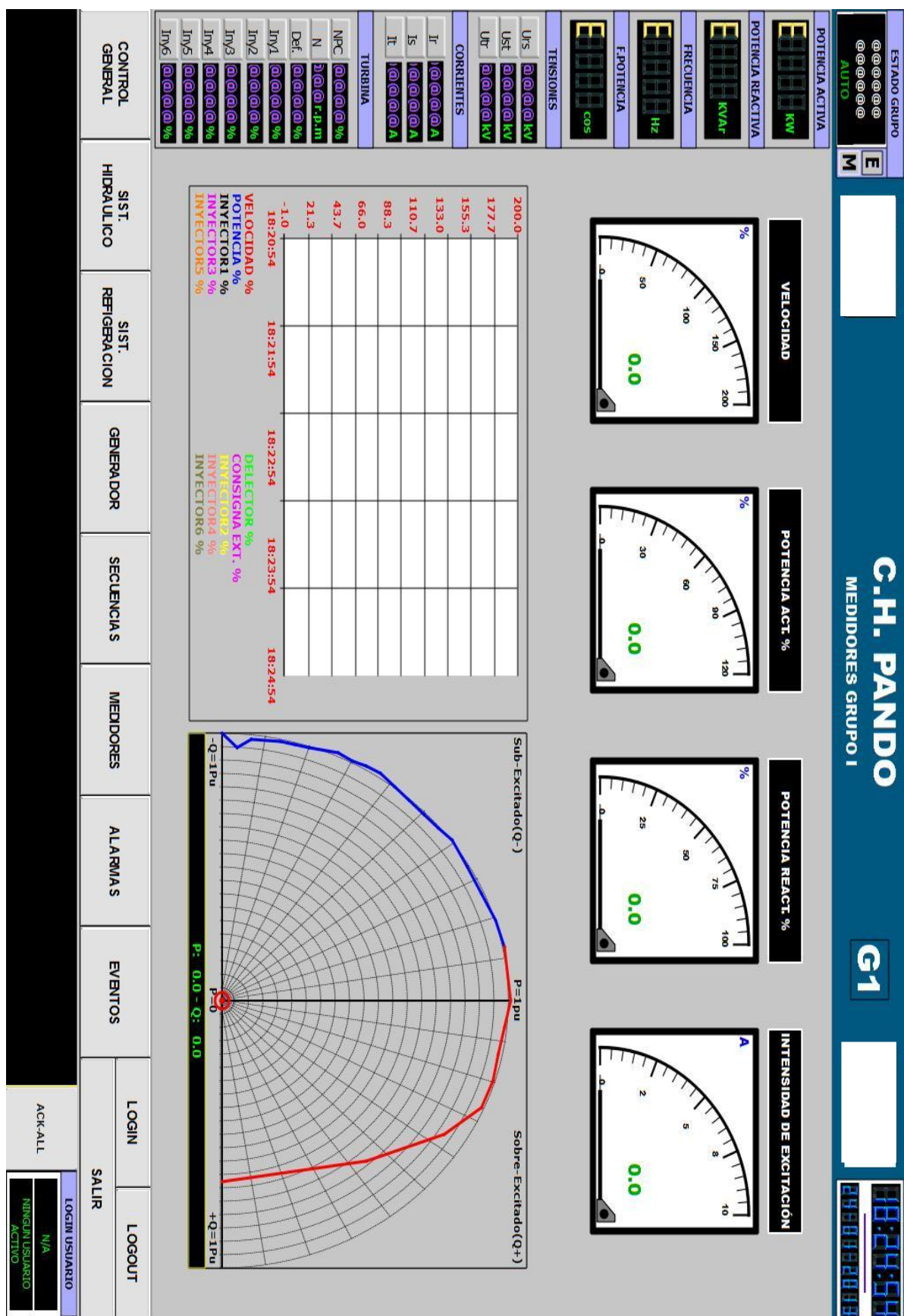


Figura 34. Sinóptico Medidores

ESTACIONES DE OPERACIÓN E INGENIERÍA

Como se puede observar en la arquitectura de Control propuesta, la Sala de Control dispone de una Estación de Operación, y una Estación de Operación e Ingeniería.

Las funciones disponibles en las Estaciones de Operación son las siguientes:

- Diagramas mímicos, visualización y mando.
- Registro cronológico de alarmas y eventos.
- Almacenamiento histórico.
- Análisis de tendencias.

La Estación de Operación e Ingeniería tiene además acceso a los PLC's para su configuración, así como a los equipos de protecciones eléctricas, para la descarga y visualización de los registros de eventos, alarmas, oscilografía y para la programación y modificación de los ajustes y parámetros.

El manejo de información en las Estaciones de Operación se realiza a través de imágenes tipo ventana. Se presentan imágenes dinámicas de vista general, por sistema, por grupos o unidades de equipo. La información de apoyo para la supervisión se presenta mediante gráficos de tendencia, gráficos de barras, diagramas de flujo o diagramas dinámicos.

Para el manejo de las alarmas se considerará la presentación dinámica en pantalla y el registro para la generación de reportes de alarmas. El sistema incluirá el registro de datos históricos y el registro de secuencia de eventos de los disparos.

Las Estaciones de Operación en Sala de Control presentarán la información al operador mediante diagramas de flujo por sistemas detallados, con su estación de control auto/manual o módulos de comando; incluyendo indicaciones, gráficas de barra y tendencia, alarmas, etc. Así como los reportes y cálculos del sistema de procesamiento masivo de información.

El sistema de control recibirá las señales de estado y alarma de los sistemas asociados a las unidades generadoras, como los equipos de la Subestación Eléctrica, o de Servicios Auxiliares, visualizándose a través de las Estaciones de Operación.

La operación y/o supervisión de interruptores y seccionadores de la salida a subestación, se efectuará a través de las mismas Estaciones de Operación. Las mostrarán también los valores de intensidad, tensión, etc. y el estado de operación del equipo, mediante esquemas eléctricos y diagramas unifilares mímicos.

En la pantalla de control se instalarán también los botones de disparo de emergencia de cada unidad generadora.

SERVIDORES SCADA REDUNDANTES Y RED ETHERNET

El sistema SCADA reside por seguridad y respaldo en un puesto redundante, donde se almacenan todos los datos, y que actúa además como servidor de comunicaciones con el Centro de Despacho (C.N.D.)

Todo el sistema SCADA está interconectado mediante una red Ethernet en configuración de doble bus, que permite el rápido intercambio de datos, y donde se conectan los elementos auxiliares que proporcionan servicios adicionales (servidor de tiempo para fechado, impresoras, etc.). Esta red está basada en estándares industriales Fast Ethernet.

COMUNICACIONES CON EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (C.N.D.)

Los servidores SCADA disponen de un puerto serie con interfaz RS232 y con el software necesario para establecer la comunicación mediante protocolo IEC-60870-5-101 esclavo entre el SCADA de la Planta y el Centro Nacional de Despacho (C.N.D.).

4.3.7 Sistema de Sincronización.

El Sistema de Sincronización es el encargado de acoplar el generador a la red, cerrando el interruptor de Grupo en un instante determinado. El Sistema de Sincronización proporciona la opción de realizar una Sincronización Manual o una Sincronización Automática del generador con la red eléctrica.

La Sincronización Manual se selecciona de forma local mediante el conmutador de sincronización MANUAL/AUTO en el Armario de Control y Protección de Grupo. Se puede subir o bajar velocidad y tensión a través de los pulsadores de operación local, SUBIR VELOCIDAD, BAJAR VELOCIDAD, SUBIR TENSIÓN Y BAJAR TENSIÓN. Mediante el Sincronoscopio se verifica sincronismo (25) entre el generador y la red. Una vez conseguido, se puede dar la orden de cierre del interruptor.

De igual forma la sincronización Automática se selecciona mediante el conmutador del armario. Dicha sincronización automática puede iniciarse de forma remota desde los Puestos de Operación o localmente desde el propio Armario de Control y Protección de Grupo. De cualquiera de estas formas el sincronizador automático ajusta la velocidad y la tensión automáticamente para el posterior cierre del interruptor de Grupo cuando las variables (frecuencia, tensión y ángulo de fase) están dentro de los límites prefijados.

En este caso el equipo de sincronización Automática corresponde al relé SEL 700G, equipado con módulo autosincronizador. El módulo mide las variables eléctricas de tensión , frecuencia del generador de la red, las procesa y envía comandos mediante trenes de pulsos al Regulador de Velocidad, una vez que se haya verificado el sincronismo dentro de los límites establecidos, el módulo de Autosincronización enviará la orden de cierre del interruptor:

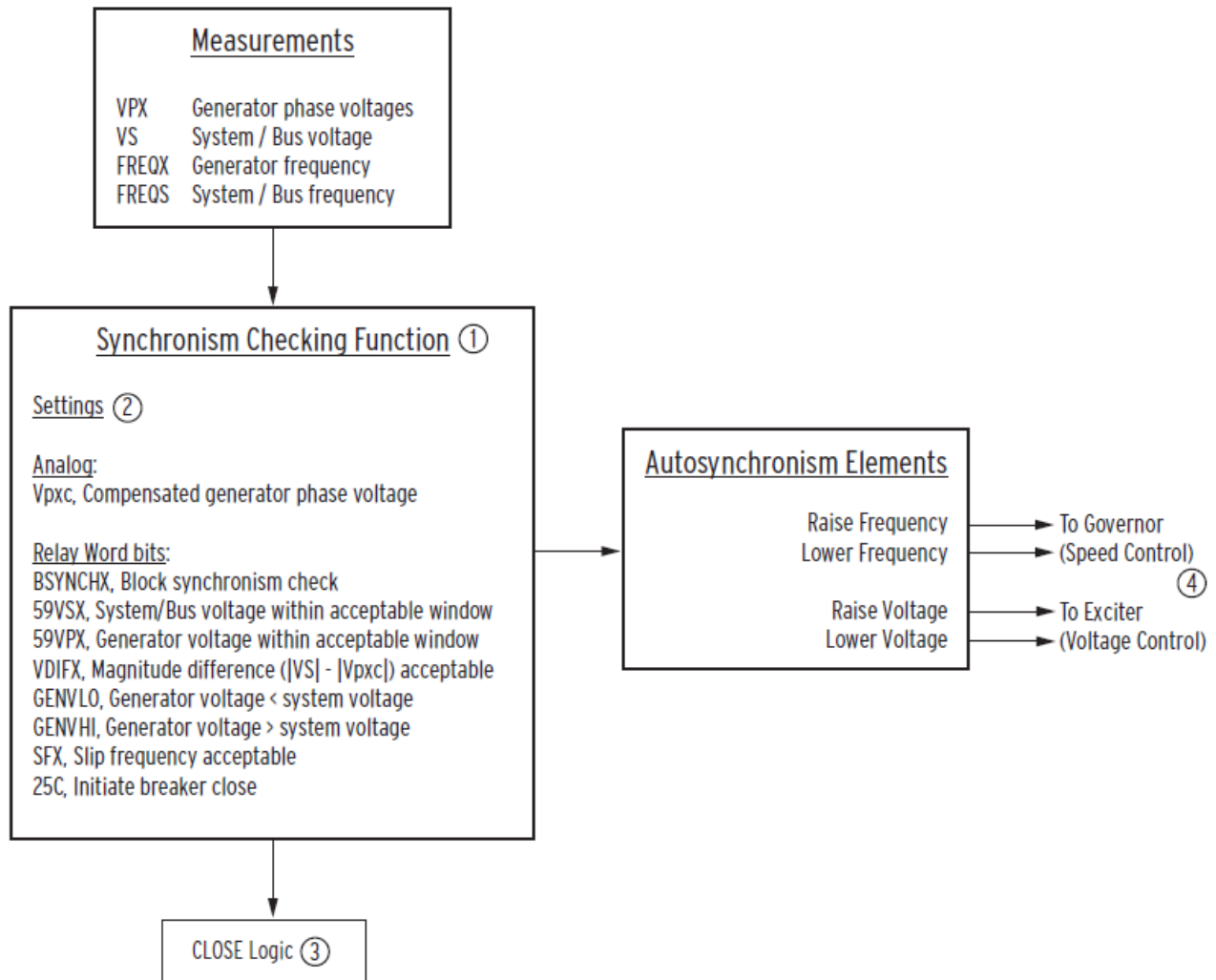


Figura 35. Diagrama de bloques Autosincronización SEL700G

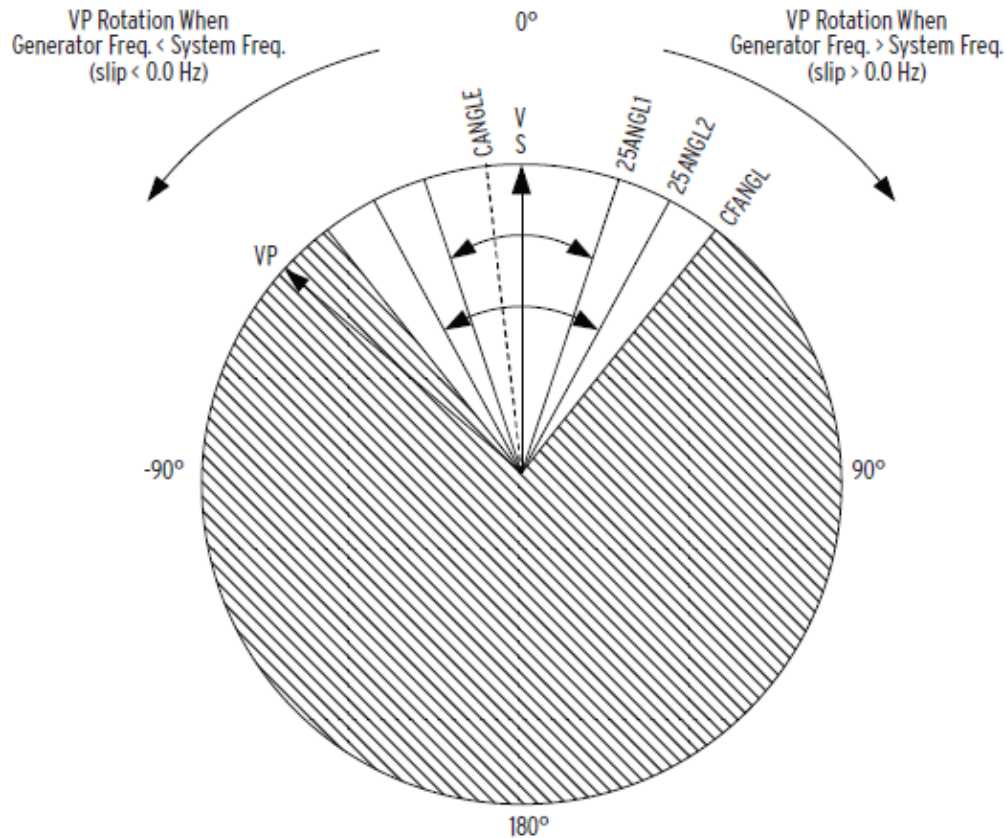


Figura 36. Módulo de sincronoscopio de verificación de sincronismo SEL700G

Tras acoplar la máquina a la red se puede seleccionar uno de los siguientes tipos de regulación de turbina:

- Regulación de Carga/apertura
- Regulación de Potencia.
- Regulación de Caudal.
- Regulación de Nivel.

De entre estos modos de regulación que se definen una vez la máquina está acoplada a la red, se habilita uno de ellos en el regulador de turbina según interese regular una u otra variable en cada grupo. La regulación se lleva a cabo mediante los lazo de regulación del Regulador de Velocidad, y consiste, a grandes rasgos, en lo siguiente:

- Se habilita un modo de regulación determinado
- Se define una consigna para la variable que se pretende regular

El regulador de turbina actúa sobre el/los elementos de control de la turbina (distribuidor, rodete, inyector, deflector), hasta conseguir el punto de funcionamiento definido (tipo de regulación y consigna). Estos modos de regulación se establecen para cada máquina individualmente, es decir no se realiza una regulación conjunta de todas

las máquinas de la central, de forma que la carga/potencia/caudal de cada una de las máquinas es independiente de las de las otras máquinas de la misma central.

Desde el SCADA, o desde la pantalla HMI del Armario de Control de Grupo también se pueden modificar las consignas de ambos reguladores, potencia activa y potencia reactiva

4.4 Ingeniería de detalle.

Una vez estudiados y analizados en un plano de visión alto los Sistemas de Protección y Control, se procederá a desarrollar la implementación física y lógica de todo lo expuesto a un nivel más bajo, esto es, a crear todos los esquemas desarrollados necesarios para el montaje y cableado del Armario de Protección y Control de Grupo, así como los diagramas lógicos de control del PLC del armario y los ajustes de los relés de protección.

4.4.1 Diseño del Armario de Protección y Control de Grupo.

A continuación se muestran las disposiciones físicas del Armario de Protección y Control de Grupo, donde se puede observar la disposición exterior e interior del mismo.

Los esquemas desarrollados del Armario de Control y Protección, así como los diagramas lógicos del Controlador de Grupo (PLC) se adjuntan en el apartado de anexos del presente Proyecto Fin de Carrera.

En los esquemas desarrollados del Armario de Control y Protección de Grupo se representa de forma detallada el cableado e interconexión eléctrica de todos los equipos que componen el mismo.

En los diagramas lógicos del Controlador de Grupo, se representa mediante bloques y puertas la programación lógica de las operaciones de control que debe realizar el PLC. Éste, recoge y procesa los comandos y órdenes de control del operador, de forma *Local* desde los pulsadores del armario o de forma *Remota* desde el SCADA (según proceda mediante el selector LOCAL/REMOTO del armario), realiza la secuencia *Automática* de Arranque (según proceda mediante el selector MANUAL/AUTOMÁTICO del armario) y Parada de Grupo, y recopila toda la información externa de campo de los siguientes sistemas:

- Turbina
 - ✓ Sistema Hidráulico de Regulación.
 - ✓ Sistema Hidráulico de Lubricación.
 - ✓ Desagüe de Lodos
 - ✓ Sistema de Frenado
 - ✓ Estado de Válvulas de Guarda y By-pass
 - ✓ Deflector
- Generador
 - ✓ Sistema de Agua de Refrigeración
 - ✓ Sistema Hidráulico de Inyección
 - ✓ Sistema de Frenado
 - ✓ Medidas físicas (Temperaturas, vibraciones, velocidad etc.)
- Regulador de Velocidad (TC)
- Regulador de Tensión (AVR)
- Estado de interruptores y seccionadores de Grupo
- Medidas eléctricas (a través del enlace MODBUS RS-485 con el Analizador de Redes).

La programación que se muestra en los diagramas lógicos ha sido desarrollada basándose en lo expuesto en la documentación suministrada por el proveedor de Turbina, del Regulador de Tensión y del Regulador de Velocidad ANDRITZ “891096543PAND_SEC210_REV A_Secuencia arranque parada”.”, donde se indican las los criterios y actuaciones a llevar a cabo por el Sistema de Control ante las distintas contingencias que puedan ocurrir en el Grupo, desde una orden de arranque o parada normal, hasta los distintos disparos provocados por averías eléctricas o mecánicas en el generador, turbina, sistemas hidráulicos, instrumentación etc.

4.4.2 Cálculo de ajustes de Relés de Protección de Grupo.

Se va a proceder al cálculo de ajustes de los parámetros de protección de los relés de Grupo. Estos parámetros deben satisfacer las exigencias básicas de los Sistemas de Protección:

- Sensibilidad.
- Selectividad.
- Rapidez.
- Fiabilidad.

Los criterios de ajuste utilizados para el cálculo se han considerado según lo expuesto en el documento de especificaciones técnicas “Basic Design Report, Appendix 4–Technical Specifications, Volume 2 – Electromechanical Equipment”, el reglamento

de operación de Centro Nacional de Despacho “*CND reglamento de operacion*”, el documento de especificaciones técnicas de protección “*ref.0340-GE-01-46-A97-0001_A (Filosofía de protección y Metodología de Ajustes)*” así como en la norma IEC 60034-1 y Guías ANSI/IEEE de protección de generadores:

- C37.102 Guía para la protección de generadores de C.A.
- C37.101 Guía para la protección de tierra del generador.
- C37.106 Guía para la protección de frecuencias anormales para plantas de generación.

DATOS DE LA INSTALACIÓN

Datos de Generador (G1 y G2)

| | |
|-------------------|------------|
| Potencia aparente | 18500 kVA |
| Frecuencia | 60 Hz |
| Tensión | 13800 V |
| Intensidad | 774 A |
| Velocidad | 450 r.p.m. |
| Cosφ | 0,90 |

| | |
|-------------------------------------|-----------------|
| <i>Reactancias</i> | <i>Saturada</i> |
| Síncrona directa (Xd) % | 88,6 |
| Transitoria directa (Xd') % | 29,8 |
| Subtransitoria directa (Xd'') % | 19,0 |
| Sec. inversa (X2) | 21,3 |
| Sec. homopolar (X0) | 11,8 |
| Transversal (Xq) % | 52,7 |
| Subtransitoria transversal (Xq'') % | 24,2 |

| | |
|-----------------------------------|------|
| <i>Constantes de tiempo</i> | |
| Transitoria abierto directa (Td') | 1,46 |
| Subtransitoria directa (Td'') | 0,03 |

Tabla 14. Datos del generador

Datos Transformador principal

| | |
|--|-----------------------------|
| Potencia aparente | 50/20/30 MVA |
| Refrigeración | ONAN |
| Tensión primaria | $230 \pm 2 \times 2,5\%$ kV |
| Tensión secundaria | 13,8 kV |
| Grupo de conexión | YNd11d11 |
| <i>Intensidades nominales</i> | |
| Intensidad lado 13,8kV 20 MVA | 836,7 A |
| Intensidad lado 13,8kV 30 MVA | 1255,1 A |
| Intensidad lado 230kV | 125,5 A |
| <i>Reactancias</i> | |
| Impedancia de cortocircuito 20MVA ($Z_{cc}\%$) | 15,5 % |
| Impedancia de cortocircuito 30MVA ($Z_{cc}\%$) | 11 % |

Tabla 15. Datos del transformador principal**Transformadores protección generador**

| | |
|---|---|
| Transformador de Intensidad Lado Línea | 1000/1 A, 5P20 10VA |
| Asociado a relés MiCOM P343 | |
| Transformador de Intensidad Lado Neutro | 1000/1 A, 5P20 10VA |
| Asociado a relés MiCOM P343 y SEL 700G | |
| Transformador de tensión | $3 \times 13.800 : \sqrt{3} / 110 : \sqrt{3}$ V; 3P 25VA |
| Asociado a relés MiCOM P343 y SEL 700G | |
| Transformador puesta a tierra neutro | $1 \times 13.800 / 240$ V, 40 kVA, |
| Asociado a relés MiCOM P343 y SEL 700G | |

Tabla 16. Transformadores de protección.**RESUMEN DE FUNCIONES DE PROTECCIÓN**

Como ya se indicó en el apartado 5.3.3 “*Descripción del Sistema de Protección de Grupo*” se resumen las funciones de protección del Generador:

El relé de protección SCHNEIDER MICOM P343 (Canal A) tiene las siguientes funciones de protección:

| Nombre | Código ANSI |
|--|-------------|
| Diferencial del generador | 87G |
| Sobreintensidad secuencia inversa | 46G |
| Falta a tierra Estator (100%) | 27TN |
| Falta a tierra Estator (95%) | 59N |
| Pérdida de Excitación | 40G |
| Potencia Inversa | 32G |
| Sobrecarga térmica | 49G |
| Sobretensión | 59G |
| Mínima tensión | 27G |
| Sobre/Sub frecuencia | 81G |
| Energización accidental | 50/27 |
| Supervisión transformadores de tensión | 60 |
| Distancia | 21G |
| Sobreexcitación | 24G |
| Fallo de interruptor | 50BF |
| Supervisión bobina de disparo | TCS |
| Watchdog | |

Tabla 17. Funciones de protección MICOM P343.

El relé de protección SEL 700G (Canal B) tiene las siguientes funciones de protección:

| Nombre | Código ANSI |
|--|-------------|
| Sobreintensidad secuencia inversa | 46G |
| Falta a tierra Estator (95%) | 59N |
| Pérdida de Excitación | 40G |
| Potencia Inversa | 32G |
| Sobretensión | 59G |
| Mínima tensión | 27G |
| Sobre/Sub frecuencia | 81G |
| Sobreintensidad controlada por tensión | 51V |
| Supervisión transformadores de tensión | 60 |
| Sobreexcitación | 24G |
| Verificador de Sincronismo | 25 |
| Autosincronización | |
| Watchdog | |

Tabla 18. Funciones de protección SEL 700G.

LÓGICA DE DISPAROS Y PROGRAMACIÓN DE SALIDAS

Teniendo en cuenta la matriz de actuaciones de las funciones de protección de generador descritas en el apartado 5.3.3 “*Descripción del Sistema de Protección de Grupo*” se indica la asignación de las salidas de los relés de protección.

El relé de protección SCHNEIDER MICOM P343 (Canal A) tiene la siguiente matriz de programación de salidas:

| FUNCIÓN/ RELÉ | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 |
|--|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 87 | X | X | | | | X | | | | | | | | | | | | | |
| 46-2 | | X | | | | | | X | | | | | | | | | | | |
| 40-1, 40-2 | | X | | | | | | | | | | X | | | | | | | |
| 32 | | X | | | | | | | | X | | | | | | | | | |
| 59-1, 59-2 | | X | | | | | | | | | | | | | | | X | | |
| 27-1, 27-2 | | X | | | | | | | | | | | | | | | | X | |
| 27TN | X | X | | | | | | | | | | | X | | | | | | |
| 59N | X | X | | | | | | | | | | | X | | | | | | |
| 81-1, 81-2, 81-3, 81-4 | | X | | | | | | | | | X | | | | | | | | |
| 60 | | | | | | | | | | | | | | | X | | | | |
| 24 | | X | | | | | | | X | | | | | | | | | | |
| 21 | | X | | | | | X | | | | | | | | | | | | |
| 50/27 | X | X | | X | | | | | | | | | | | | X | | | |
| 50BF | X | | | X | | | | | | | | | | | | | | | |
| 49 | | X | | | | | | | | | | | | X | | | | | |
| SUPERVISIÓN BOBINA DE DISPARO | | | | | X | | | | | | | | | | | | | | |
| PERMISIVO SUPERV. BOBINA DE DISPARO | | | X | | | | | | | | | | | | | | | | |
| WATCHDOG | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Tabla 19. Matriz de salidas MICOM P343

| | SEL 700G | | | | | | | | | | | | | | | | SEL 2505 | | | | |
|------------------------------------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-------|----------|-------|-------|-------|--|
| FUNCIÓN/ RELÉ | OUT 101 | OUT 102 | OUT 103 | OUT 301 | OUT 302 | OUT 303 | OUT 304 | OUT 401 | OUT 402 | OUT 403 | OUT 404 | OUT 405 | OUT 406 | OUT 407 | OUT 408 | OUT 1 | OUT 2 | OUT 3 | OUT 4 | OUT 5 | |
| 46-2 | X | | | | | | | | X | | | | | | | | | | | | |
| 40-1, 40-2 | | | | | | | | | X | | | X | | | | | | | | | |
| 32 | | | | | | | | | X | | X | | | | | | | | | | |
| 59-1, 59-2 | | | | | | | | | X | | | | X | | | | | | | | |
| 27-1, 27-2 | | | | | | | | | X | | | | | X | | | | | | | |
| 59N | | | | | | | | X | X | | | | | | X | | | | | | |
| 81-1, 81-2, 81-3, 81-4 | | X | | | | | | | X | | | | | | | | | | | | |
| 60 | | | | X | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 24 | | | | | X | | | | X | | | | | | | | | | | | |
| 51V | | | | | | X | | | X | | | | | | | | | | | | |
| ARRANQUE 50BF | | | | | | | | | | X | | | | | | | | | | | |
| SINCR. VERIFICADO PERMISIVO CIERRE | | | | | | | X | | | | | | | | | | | | | | |
| SUBIR TENSIÓN | | | | | | | | | | | | | | | | X | | | | | |
| BAJAR TENSIÓN | | | | | | | | | | | | | | | | | X | | | | |
| SUBIR FRECUENCIA | | | | | | | | | | | | | | | | | | X | | | |
| BAJAR FRECUENCIA | | | | | | | | | | | | | | | | | | | X | | |
| ORDEN CIERRE INT. GRUPO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | X | |
| WATCHDOG | | | X | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Tabla 20. Matriz de salidas SEL 700G y SEL 2505

AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIÓN DE GRUPO P343

Valores nominales del relé:

| <i>Devanado</i> | <i>Valor nominal</i> |
|------------------------------------|----------------------|
| Primario de TT principal: | 13800 V |
| Secundario de TT principal: | 110 V |
| Primario TT Neutro: | 13800 V |
| Secundario TT Neutro: | 240 V |
| Primario TC Fase: | 1000 A |
| Secundario TC Fase: | 1 A |

Tabla 21. Valores nominales MICOM P343

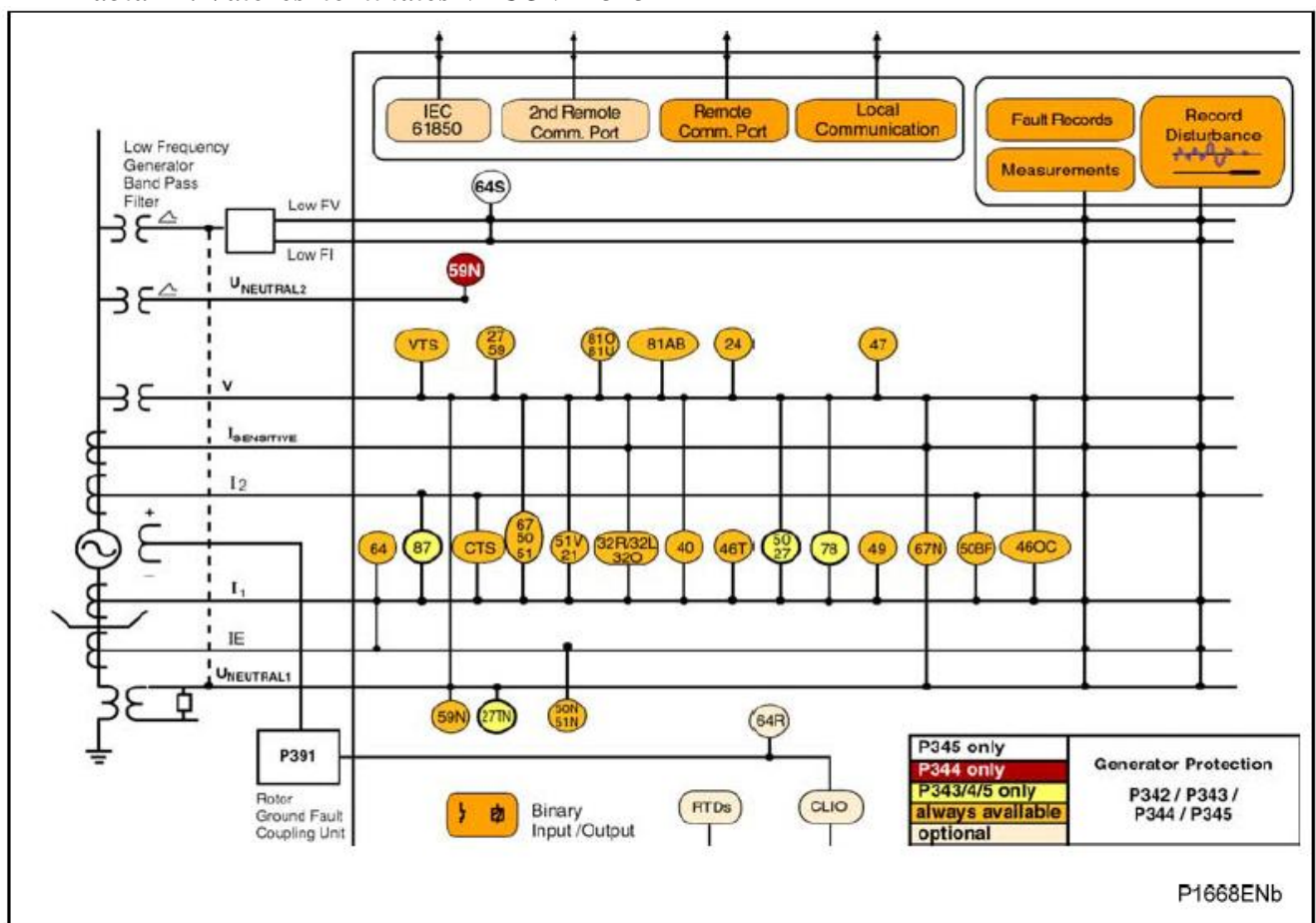


Figura 37. Esquema funcional MICOM P343

PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE GRUPO 87G

El principio de funcionamiento de la protección diferencial obedece a la 1ª Ley de Kirchhoff:

$$\sum I_{ENTRADA(LADO NEUTRO)} + \sum I_{SALIDA(LADO LINEA)} = 0$$

La protección operará cuando este principio no se cumpla. Se trata de una protección diferencial de tipo porcentual, típica para la protección primaria de generadores. La protección diferencial es intrínsecamente selectiva, por lo tanto no puede ser coordinada con otras protecciones y su operación es instantánea. Es una protección diferencial de fase segregada de corriente para protección discriminada de alta velocidad para todo tipo de faltas, aunque frente las faltas a tierra puede que no actúe, debido a que este tipo de faltas están limitadas a 10 A mediante la puesta a tierra del Generador. Por ello, se complementará con otras funciones de protección (27 TN y 59 TN) para detectar faltas a tierra en el Generador. Estos relés poseen un filtro de 2º Armónico de Corriente para bloquear la elevada intensidad de magnetización (Corriente de Inrush) del Transformador de Potencia, que puede saturar los trafos de medida y dar lugar a un disparo intempestivo y por tanto mal funcionamiento de la protección. La característica de operación es la siguiente :

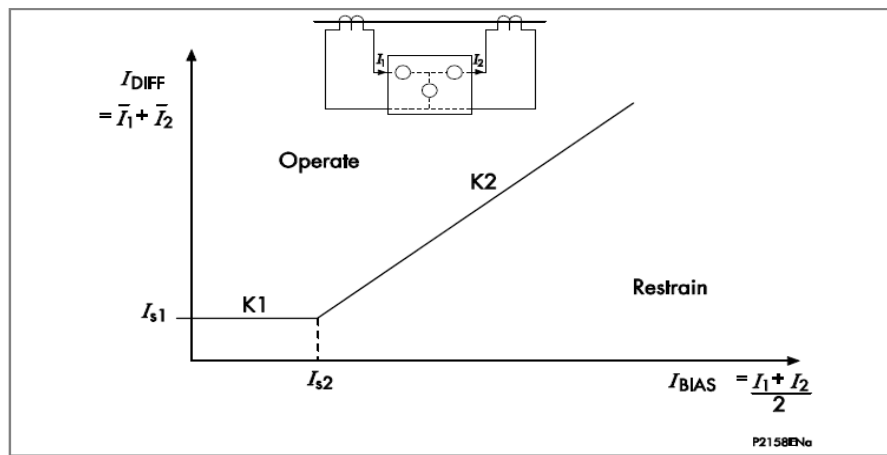


Figura 38. Característica protección diferencial porcentual.

Siendo:

I_{diff} : Intensidad diferencial de generador.

I_{bias} : Media de las intensidades de generador (Lado Neutro y Lado Línea).

I_1 : Intensidad de línea Lado Neutro.

I_2 : Intensidad de línea Lado Línea.

I_{S1} : I_{diff} mínima de actuación.

I_{S2} : I_{bias} mínima de pendiente porcentual K_2 .

Criterio de ajuste:

$$I_{S1} = 10\% I_1$$

$$I_{S2} = 120\% I_1$$

$$k1=0\%; k2=150\%$$

Ajuste I_{S1} :

$$I_{S1} = 0,1 \cdot 774 = 77,4 \text{ A}$$

Ajuste I_{S2}

$$I_{S2} = 1,2 \cdot 774 = 928,8 \text{ A}$$

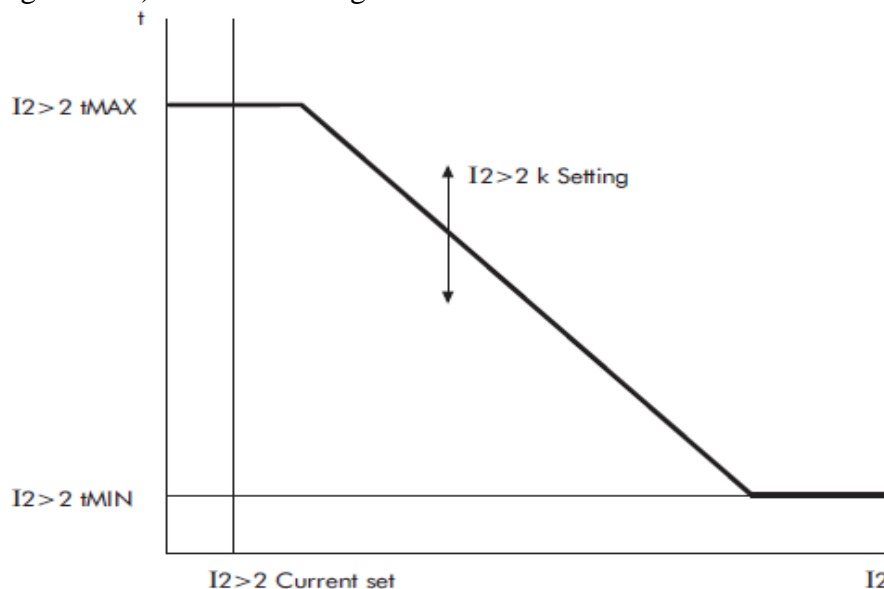
Ajustes del Relé:

| GROUP 1.GEN.DIFF | | |
|-------------------|--|-----------------|
| <i>Parametros</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| Function | Disabled, Percentage Bias, High Impedance, Interturn | Percentage Bias |
| Is1 | 50-500A | 77,4 A |
| k1 | 0 – 20% | 0% |
| Is2 | 450-2250A | 928,8 A |
| k2 | 20 - 150% | 150% |

Tabla 22. Ajustes de Protección Diferencial MICOM P343

PROTECCIÓN DE SECUENCIA NEGATIVA - DESEQUILIBRIO DE INTENSIDADES DE GRUPO 46G

La protección contra Secuencia Negativa Térmica de Intensidades (NPS) se utiliza principalmente para proteger al generador de calentamientos y vibraciones excesivas en el rotor, debido a la inducción de corrientes de frecuencia doble (120 Hz) en el mismo. Se proporcionan umbrales de *Alarma* y *Disparo*. La característica de operación (escala logarítmica) del relé es la siguiente:



$$t = - \frac{(I_{2>2} k \text{ Setting})}{(I_{2>2} \text{ Current set})^2} \text{Log}_e \left(1 - \left(\frac{(I_{2>2} \text{ Current set})}{I_2} \right)^2 \right)$$

Figura 39. Característica de protección NPS.

Siendo:

I_2 = Intensidad de Secuencia Inversa en p.u.

$I_{2>1} \text{ Current Set}$: Ajuste de alarma de Intensidad de Secuencia Inversa en p.u.

$I_{2therm} > 1 \text{ Delay}$: Ajuste de temporización de alarma de Intensidad de Secuencia Inversa

$I_{2>2} \text{ Current Set}$ = Ajuste de disparo de Intensidad de Secuencia Inversa en p.u.

$I_{2>2} k \text{ Setting}$ = Constante de capacidad térmica de la característica NPS.

I_{flc} : Intensidad de generador a plena carga

I_p : Intensidad primaria del transformador de medida

I_n : Intensidad secundaria nominal del relé.

Criterios de ajuste (para generadores hidráulicos según IEC 60034-1):

$$\frac{I_2}{I_{GN}} = 0,08 \text{ p.u.}$$

$$K_{NPS} = 20 \text{ s}$$

DISPARO:

$$I_{2therm} > 2 \text{ Set} = 0,08 \cdot 774 = 61,92 \text{ A}$$

$$I_{2therm} > 2 K = K_{NPS} \cdot \left(\frac{I_{flc}}{I_p} \right)^2 = 20 \cdot \left(\frac{774}{1000} \right)^2 = 11,98 \text{ A}$$

ALARMA:

$$I_{2therm} > 1 \text{ Set} = I_{2therm} > 2 \text{ Set}$$

$$I_{2therm} > 1 \text{ Set} = 61,92 \text{ A}$$

$$I_{2therm} > 1 \text{ Delay} = 20 \text{ s}$$

Ajustes del Relé:

| GROUP 1. NPS THERMAL | | |
|----------------------|------------------------|---------------|
| <i>Parámetros</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| I2therm>1 Alarm | Enabled, Disabled | Enabled |
| I2therm>1 Set | 13,5 – 225 | 60A |
| I2therm>1 Delay | 0 – 100 s. | 20 s. |
| I2therm>2 trip | Enabled, Disabled | Enabled |
| I2therm>2 Set | 22,5 – 225 | 60 A |
| I2therm>2 k | 2 – 40 s. | 12 s |
| I2therm>2 kReset | 2 – 40 | 2 s |
| I2therm>2 tMAX | 500 – 2000 s. | 1000 s. |
| I2therm>2 tMIN | 0 – 40 s. | 1s. |

Tabla 23. Ajustes de Sobreintensidad de Secuencia Inversa MICOM P343

Protección Desequilibrio de Intensidades (46G)

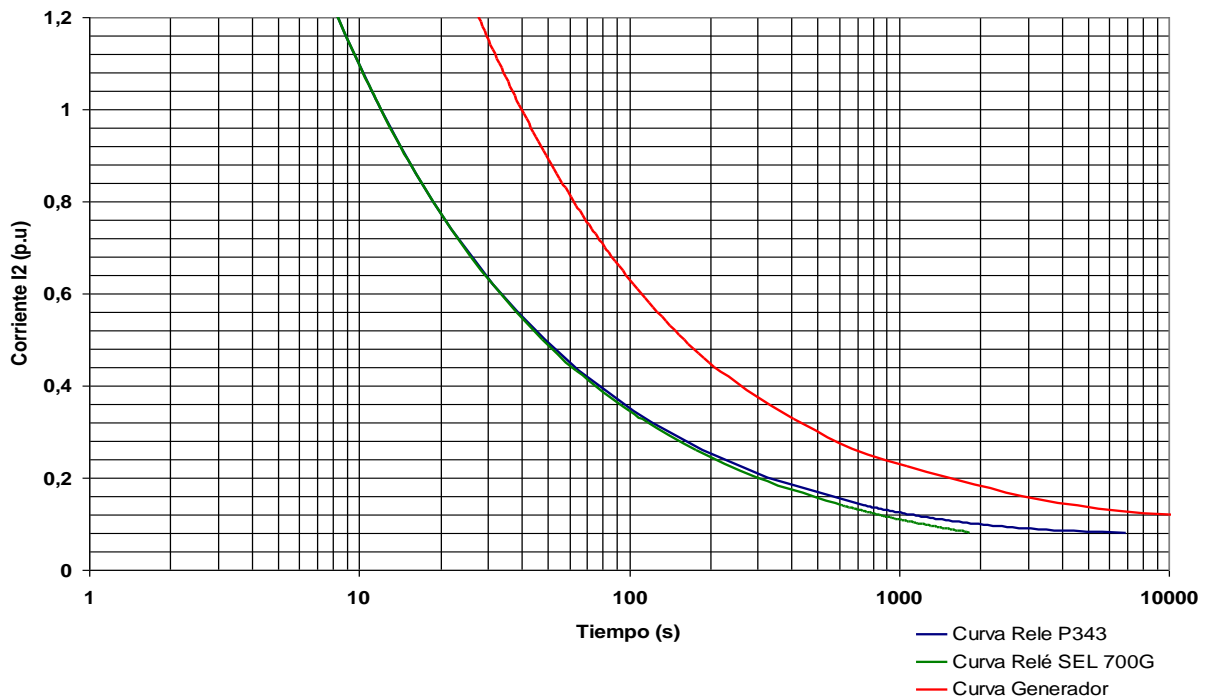


Figura 40. Característica y coordinación NPS.

PROTECCIÓN DE FALTA A TIERRA DE ESTATOR 95% 59TN

La protección de falta a tierra del estator opera cuando existe una tierra aislada o de alta impedancia. Se mide la tensión residual a partir del devanado secundario de un transformador de tensión en el neutro del generador, o se puede calcular a partir de las mediciones de tensión de las tres fases a neutro. Se proporcionan dos umbrales de protección independientes para cada entrada de tensión de neutro medida y también para el valor calculado. Cada umbral se puede seleccionar ya sea como IDMT (Tiempo Inverso) o DT (Tiempo Definido). En este caso se trata de una operación DT.

Siendo:

V_N : Tensión Residual de Neutro de Generador.

$V_N > 3$ Voltage Set: Ajuste de disparo de Tensión Residual de Neutro de Generador.

U_{GN} : Tensión nominal Fase-Neutro de Generador.

Time Delay: Ajuste de tiempo de disparo (DT).

Criterio de ajuste:

$$V_N > 3 \text{ Voltage Set} = 5\% U_{GN}$$

$$U_{GN} = \frac{13800}{\sqrt{3}} = 7967,43V$$

$$V_N > 3 \text{ Voltage Set} = 0,05 \cdot 7967,43 = 398,37 \text{ V}$$

$$\text{Time Delay} = 0,5 \text{ s}$$

Ajustes del Relé:

| GROUP 1. RESIDUAL O/V NVD | | |
|---------------------------|------------------------|-----------------|
| <i>Parametros</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| VN>1 Status | Disabled; Enabled | <i>Disabled</i> |
| VN>2 Status | Disabled; Enabled | <i>Disabled</i> |
| VN>3 Status | Disabled; Enabled | <i>Enabled</i> |
| VN>3 Function | Disabled; DT; IDMT | <i>DT</i> |
| VN>3 Voltage Set | 57,5 – 4600 V. | <i>398,37V.</i> |
| VN>3 Time Delay | 0 – 100 s. | <i>500 ms.</i> |
| VN>3 tRESET | 0 – 100 s. | <i>0</i> |
| VN>4 Status | Disabled; Enabled | <i>Disabled</i> |

Tabla 24. Ajustes de Falta a tierra de estator 95% MICOM P343

PROTECCIÓN DE FALTA A TIERRA DE ESTATOR 100% 27TN

Se proporciona un elemento de tensión de 3er armónico para detectar una falta a tierra cerca del punto estrella del generador. Este elemento combinado con la protección estándar de falta a tierra del estator (59TN) proporciona una protección de falta a tierra del 100% del estator. Se proporciona un elemento de mínima tensión de 3er armónico de tiempo definido.

Siendo:

$100\% St EF VN3H<$: Ajuste de disparo de Tensión 3er Armónico de Neutro Generador.

U_{GN} : Tensión nominal Fase-Neutro de Generador.

$VN3H< Delay$: Ajuste de tiempo de disparo (DT).

$V < \text{Inhibit Set}$: Tensión de bloqueo Fase-Fase de la protección.

Criterio de ajuste:

$$100\% \text{ St EF VN3H} < = 5\% U_{GN}$$

$$U_{GN} = \frac{13800}{\sqrt{3}} = 7967,43V$$

$$100\% \text{ St EF VN3H} < = 0,005 \cdot 13800 / \sqrt{3} = 39,84 \text{ V}$$

$$\text{VN3H} < \text{Delay} = 0,5 \text{ s}$$

Para evitar disparos con generador sin tensión deberá inhibirse esta función con tensiones de generador menores al 80%:

$$V < \text{Inhibit Set} = 0,8 U_{GN}$$

$$V < \text{Inhibit Set} = 0,8 \cdot 13800 = 11040 \text{ V}$$

Ajustes del Relé:

| GROUP 1. 100% Stator Earth Fault | | |
|----------------------------------|---|----------------------|
| <i>Parametros</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| 100% St EF Status | Disabled; VN3H < Enabled; VN3H > Enabled | VN3H < Enabled |
| 100% St EF VN3H < | 17,25 V. – 1150 V. | 39,84 V. |
| VN3H < Delay | 0 – 100 s. | 500,0 ms. |
| V < Inhibit Set | 3600 V. – 14,4 kV. | 11,040 kV. |
| P < Inhibit | Enabled, Disabled | Disabled |
| P < Inhibit Set | 4 – 200 InW. | |
| Q < Inhibit | Enabled, Disabled | Disabled |
| Q < Inhibit Set | 4 – 200 InW. | |
| S < Inhibit | Enabled, Disabled | Disabled |
| S < Inhibit Set | 4 – 200 InW. | |

Tabla 25. Ajustes de Falta a tierra de estator 100% MICOM P343

PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN 40G.

La protección de Pérdida de Excitación o Fallo de Campo, provee dos umbrales de protección para la detección de falla de excitación de la máquina basados en un elemento MHO de la impedancia vista del generador y un elemento de alarma de factor de potencia adelantado. La característica de la protección es la siguiente:

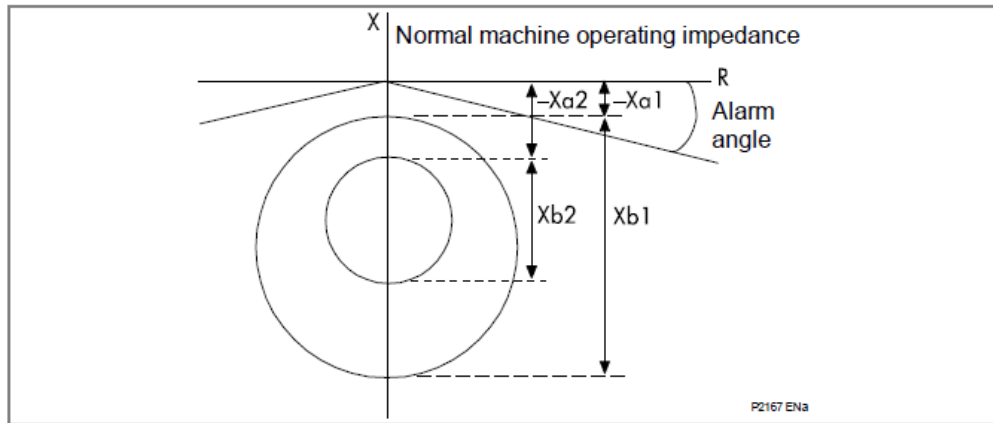


Figura 41. Característica de protección Pérdida de Excitación.

Siendo:

- $Xa1$: Offset negativo de reactancia del primer umbral de protección.

- $Xa2$: Offset negativo de reactancia del segundo umbral de protección.

$Xb1$: Diámetro de la característica circular de impedancia del primer umbral de protección.

$Xb2$: Diámetro de la característica circular de impedancia del segundo umbral de protección.

FFail1 TimeDelay: Temporización de operación del primer umbral de protección.

FFail1 DO Timer: Temporización de reposición del primer umbral de protección.

FFail2 TimeDelay: Temporización de operación del segundo umbral de protección.

FFail2 DO Timer: Temporización de reposición del segundo umbral de protección.

Xd' : Reactancia transitoria del eje directo del generador.

Xd : Reactancia síncrona del eje directo del generador.

Z_{G-base} : Impedancia Base del generador

Criterios de Ajuste:

Se ajustan las dos etapas utilizando los siguientes criterios:

$$\begin{aligned} -Xa1 &= 0,5Xd' & Xb1 &= Xd \\ -Xa2 &= 0,5Xd' & Xb2 &= 1 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

La primera etapa será temporizada y la segunda etapa tendrá acción instantánea.

$$X_d = 0,886 \text{ p.u.}$$

$$X_d' = 0,298 \text{ p.u.}$$

$$Z_{G-base} = \frac{U^2 (kV)}{MVA} = \frac{13,8^2}{18,5} = 10,29 \Omega$$

$$X_d [\Omega] = 0,886 \cdot 10,29 = 9,12 \Omega$$

$$X_d' [\Omega] = 0,298 \cdot 10,29 = 3,07 \Omega$$

$$-X_{a1} [\Omega] = -X_{a2} = 0,5 \cdot 3,07 = 1,535 \Omega$$

$$-X_{a1} [\Omega] = -X_{a2} = 1,505 \Omega$$

$$X_{b1} [\Omega] = 9,12 \Omega$$

$$X_{b2} = 10,29 \Omega$$

$$FFail 1 TimeDelay = 0,1 \text{ s}$$

$$FFail 2 TimeDelay = 0,5 \text{ s}$$

Ajustes del Relé:

| GROUP 1. Field Failure | | |
|------------------------|------------------------|---------------|
| <i>Parametros</i> | <i>Rango de ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| FFail Alm. Status | Enabled, Disabled | Disabled |
| FFail1 Status | Enabled, Disabled | Enabled |
| FFail1 -Xa1 | 0 – 10,667 Ohm | 1,505 Ohm |
| FFail1 Xb1 | 6,667 – 86,667 Ohm | 9,149 Ohm |
| FFail1 TimeDelay | 0 – 100 s. | 0,1 s. |
| FFail1 DO Timer | 0 – 100 s. | 0 s. |
| FFail2 Status | Enabled, Disabled | Enabled |
| FFail2 -Xa2 | 0 – 10,667 Ohm | 1,505 Ohm |
| FFail2 Xb2 | 6,667 – 86,667 Ohm | 10,28 Ohm |
| FFail2 TimeDelay | 0 – 100 s. | 0,5 s. |
| FFail2 DO Timer | 0 – 100 s. | 0 s. |

Tabla 42. Ajustes de Pérdida de excitación MICOM P343

PROTECCIÓN CONTRA POTENCIA INVERSA 32G.

Se utiliza esta protección para proporcionar una protección contra la motorización (RP, modo Como generador) del conjunto Generador-Turbina, que ocasionaría graves averías mecánicas (ejes, cojinetes, álabes etc.) en el mismo. Se

programa un umbral de tiempo definido de protección de potencia. El relé utiliza un elemento de protección de potencia trifásica para realizar esta función.

Siendo:

$-P < I$ Setting: Ajuste de operación de motorización (RP).

P_N : Potencia nominal Generador-Turbina.

Criterio de Ajuste:

$$-P < I \text{ Setting} = 0,5\% \cdot P_N$$

$$-P < I \text{ Setting} = 0,005 \cdot 16650 = 83,25 \text{ kW}$$

Como el resultado obtenido está por debajo del ajuste mínimo del relé, utilizaremos por lo tanto este valor mínimo para la protección de Potencia Inversa:

$$-P < I \text{ Setting} = 125,4 \text{ kW}$$

Ajustes del Relé:

| GROUP 1. Sensitive Power | | |
|--------------------------|--------------------------------------|---------------|
| <i>Parámetros</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| Comp Angle | -5-5° | 0° |
| Operating Mode | Generating; Motoring | Generating |
| Power1 Func | Disabled; Reverse; Low Forward; Over | Reverse |
| -P>1 Setting | 125,4 kW – 37,63 MW | 125,4 kW |
| Power1 Delay | 0 – 100 s. | 15 s |
| Power1DO Timer | 0 – 100 s. | 0 s |
| P1 Poledead Inh | Enabled, Disabled | Disabled |
| Power2 Func | Disabled; Reverse; Low Forward; Over | Disabled |
| -P>2 Setting | 72 kW – 21,6 MW | |
| Power2 Delay | 0 – 100 s. | |
| Power2DO Timer | 0 – 100 s. | |
| P2 Poledead Inh | Enabled, Disabled | Disabled |

Tabla 27. Ajustes de Potencia Inversa MICOM P343

PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGA TÉRMICA DE GENERADOR 49G

La complejidad física y eléctrica de la construcción de un generador conduce a una compleja relación térmica. Por esto, no es posible crear un modelo matemático preciso de las verdaderas características térmicas de la máquina. No obstante, si se

considera al generador como un cuerpo homogéneo, desarrollando calor internamente a velocidad constante y disipando calor a una velocidad directamente proporcional al incremento de la temperatura, puede demostrarse que la temperatura está dada en cada instante por:

$$T = T_{\max} \cdot (1 - e^{t/\tau})$$

Siendo:

T_{\max} : Temperatura final en régimen estacionario

τ : Constante de tiempo de calentamiento

Esto supone un equilibrio térmico en la forma:

$$\text{Calor desarrollado} = \text{Calor almacenado} + \text{Calor disipado}$$

El incremento de temperatura es proporcional al cuadrado de la intensidad. Por lo tanto, Para una intensidad de sobrecarga de 'I' la temperatura está dada por:

$$T = K \cdot I_R^2 \cdot (1 - e^{t/\tau})$$

Siendo:

I_R : intensidad que produciría T_{\max} en el generador.

K: Contaste térmica del generador.

Para que una máquina no exceda la temperatura nominal T_{\max} , el tiempo 't' durante el cual la máquina puede soportar la intensidad 'I', está dado por:

$$t = \tau \cdot L_N \cdot \left(\frac{1}{1 - \left(\frac{IR}{I} \right)^2} \right)$$

Se proporcionan umbrales de alarma y de disparo.

Siendo:

Thermal I>: Ajuste de arranque del disparo por Sobrecarga Térmica.

Thermal Alarm: Ajuste de alarma por Sobrecarga Térmica.

T-heating: Constante de tiempo térmica de calentamiento para la característica de sobrecarga térmica.

T-cooling: Constante de tiempo térmica de enfriamiento para la característica de sobrecarga térmica.

Criterio de ajuste:

ALARMA

$$\text{Thermal Alarm} = 70\% \cdot \text{Thermal } I >$$

DISPARO

$$\text{Thermal } I > = 110\% \cdot I_{GN}$$

$$\text{Thermal } I > = 1,1 \cdot I_{GN} = 1,1 \cdot 774 = 851,4 \text{ A}$$

$$T\text{-heating} = T\text{-cooling} = 2 \text{ min}$$

Ajustes del Relé:

| GROUP 1. Thermal Overload | | |
|---------------------------|------------------------|---------------|
| <i>Parámetros</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| Itherm | Enabled, Disabled | Enabled |
| Thermal I > | 225 - 1125 A | 851,4A |
| Thermal Alarm | 20% - 100% | 70,00% |
| T-heating | 1 min. 200 mins | 2,00 min |
| T-cooling | 1 min. 200 mins | 2,00 min |
| M Factor | 0 ...10 | 0 |

Tabla 28. Ajustes de Falta a tierra de estator 95% MICOM P343

Protección sobrecarga (49G)

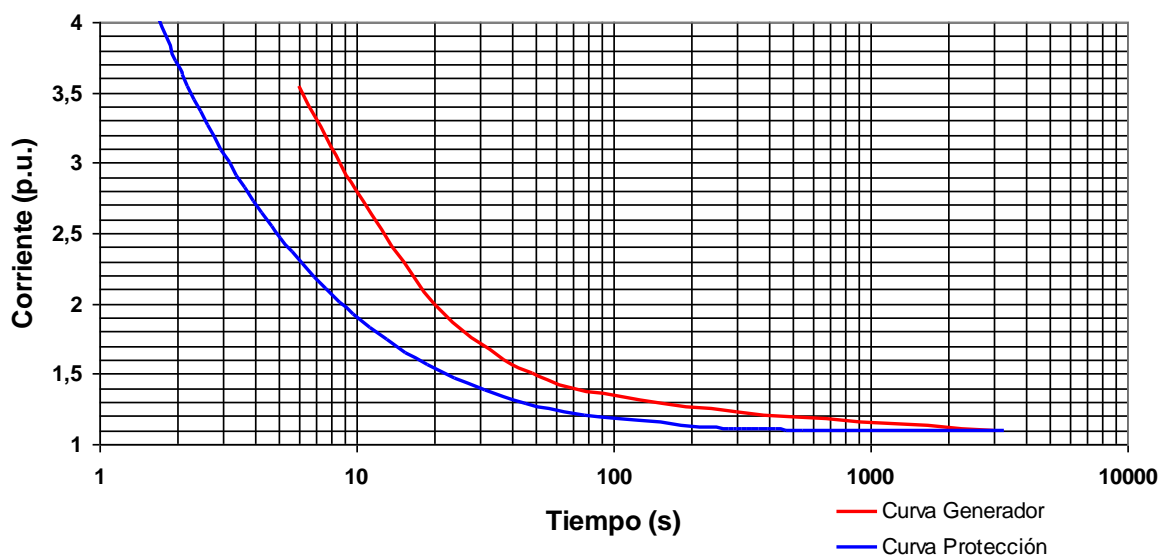


Figura 43. Coordinación y característica de protección contra Sobrecarga Térmica de Generador

PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIÓN DE GENERADOR 59G

La protección contra Sobretensión del generador asegura que la máquina no sufra un fallo de aislamiento interno, incluso problemas de sobreexcitación del circuito magnético así como un respaldo del regulador de tensión automático (AVR). El relé tomará las medidas de los transformadores de tensión del generador tomándose la medida de tensión “*Fase-Fase*” y actuación para “*Cualquier fase*”.

Siendo:

$V>1$ *Voltage Set*: Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de Sobretensión.

$V>2$ *Voltage Set*: Ajuste del arranque del segundo umbral del elemento de Sobretensión.

$V>1$ *Time Delay*: Ajuste de la temporización de tiempo definido del primer umbral del elemento de Sobretensión.

$V>2$ *Time Delay*: Ajuste de la temporización de tiempo definido del segundo umbral del elemento de Sobretensión.

U_{GN} : Tensión nominal Fase-Fase de Generador.

Criterio de ajuste:

Etapas 1:

$$V>1 \text{ Voltage Set} = 115\% U_{GN}$$

$$V>1 \text{ Voltage Set} = 1,15 \cdot 13800 = 15870 \text{ V}$$

$$V>1 \text{ Time Delay} = 2 \text{ s}$$

Etapas 2:

$$V>2 \text{ Voltage Set} = 115\% U_{GN}$$

$$V>2 \text{ Voltage Set} = 1,15 \cdot 13800 = 17940 \text{ V}$$

$$V>2 \text{ Time Delay} = 0 \text{ s}$$

Ajuste del relé:

| GROUP 1.Volt Protection | | |
|-------------------------|----------------------------|--------------------|
| <i>Parámetro</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| V> Measur't Mode | Phase-Phase; Phase-Neutral | <i>Phase-Phase</i> |
| V> Operate Mode | Any Phase; Three Phase | <i>Any Phase</i> |
| V>1 Function | Disabled; DT; IDMT | <i>DT</i> |
| V>1 Voltage set | 7,2 kV. – 22,2 kV. | <i>15,87 kV</i> |
| V>1 Time Delay | 0 – 100 s. | <i>2,000 s</i> |
| V>2 Status | Disabled, Enabled | <i>Enabled</i> |
| V>2 Voltage Set | 7,2 kV. – 22,2 kV. | <i>17,94kV</i> |
| V>2 Time Delay | 0 – 100 s. | <i>0 s</i> |

Tabla 29. Ajustes de Sobretensión MICOM P343**PROTECCIÓN CONTRA MÍNIMA TENSIÓN DE GENERADOR 27G**

La protección de mínima tensión asegura que la tensión del generador no caiga por debajo de valores que provoquen el fallo en el arranque de las bombas de Servicios Auxiliares de la central, debido a caídas de tensión no permitidas en las barras de alimentación de los Centros de Control de Motores (CCM). El motivo de que aparezca una situación de Mínima Tensión suele ser la ocurrencia de cortocircuitos entre fases o fase a tierra. El relé tomará las medidas de los transformadores de tensión del generador tomándose la medida de tensión “*Fase-Fase*” y actuación para “*Cualquier fase*”.

Siendo:

V>1 Voltage Set: Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de Mínima Tensión.

V>1 Time Delay: Ajuste de la temporización de tiempo definido del primer umbral del elemento de Mínima Tensión.

U_{GN} : Tensión nominal Fase-Fase de Generador.

Criterio de ajuste:

$$V>1 \text{ Voltage Set} = 80\% U_{GN}$$

$$V>1 \text{ Voltage Set} = 0,8 \cdot 13800 = 11040 \text{ V}$$

$$V>1 \text{ Time Delay} = 3 \text{ s}$$

Ajuste del relé:

| GROUP 1. Volt Protection | | |
|--------------------------|----------------------------|--------------------|
| <i>Parámetro</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| V< Measur't Mode | Phase-Phase; Phase-Neutral | <i>Phase-Phase</i> |
| V< Operate Mode | Any Phase; Three Phase | <i>Any Phase</i> |
| V<1 Function | Disabled; DT; IDMT | <i>DT</i> |
| V<1 Voltage Set | 1200 V. – 14,4 kV. | <i>11,04 kV</i> |
| V<1 Time Delay | 0 – 100 s. | <i>3 s</i> |
| V<1 Poledead Inh | Enabled, Disabled | <i>Enabled</i> |
| V<2 Status | Enabled, Disabled | <i>Disabled</i> |
| V<2 Voltage Set | 1200 V. – 14,4 kV. | <i>9,663kV</i> |
| V<2 Time Delay | 0 – 100 s. | <i>0,2 s</i> |
| V<2 Poledead Inh | Enabled, Disabled | <i>Enabled</i> |

Tabla 30. Ajustes de Mínima Tensión MICOM P343**PROTECCIÓN DE SOBRE/BAJA FRECUENCIA 81G**

Tanto el generador como la turbina están limitados en el grado de operación a frecuencia anormal que puede ser tolerados. A frecuencias reducidas, se tendrá una reducción en la capacidad del generador, una posible operación a una frecuencia cercana a la frecuencia natural de partes de la turbina, con los daños mecánicos por fatiga que ello conllevaría así como un aumento del flujo magnético en el entrehierro del generador. Es casi seguro que una operación a baja frecuencia de la unidad, es acompañada por valores altos de corriente de carga tomada del generador. Esto podría causar que se exceda la capacidad térmica de tiempo corto del generador.

La condición de baja frecuencia ocurre en un sistema de potencia como resultado de una súbita reducción en la potencia de entrada por la pérdida de generador(es) o pérdidas de enlaces clave de importación de potencia. Esto puede producir un decremento en la velocidad del generador, lo que causa una disminución de la frecuencia del sistema.

La condición de sobrefrecuencia ocurre como resultado de una pérdida súbita de carga o pérdida de enlaces clave de exportación de potencia. La salida del impulsor que alimentaba la carga inicial es absorbida por la aceleración de estas unidades y puede resultar un incremento en la frecuencia del sistema.

Siendo:

F<1 Setting : Ajuste de arranque del primer umbral del elemento de Baja Frecuencia.

F<1 Time Delay: Ajuste de la temporización de tiempo definido del primer umbral del elemento de Baja Frecuencia.

F<2 Setting : Ajuste de arranque del segundo umbral del elemento de Baja Frecuencia.

F<2Time Delay: Ajuste de la temporización de tiempo definido del segundo umbral del elemento de Baja Frecuencia.

F>1 Setting : Ajuste de arranque del primer umbral del elemento de Sobre Frecuencia.

F>1 Time Delay: Ajuste de la temporización de tiempo definido del primer umbral del elemento de Sobre Frecuencia.

F>2 Setting : Ajuste de arranque del segundo umbral del elemento de Sobre Frecuencia.

F>2Time Delay: Ajuste de la temporización de tiempo definido del segundo umbral del elemento de Sobre Frecuencia.

Criterio de ajuste (Según el reglamento de operación del CND):

▪ Baja Frecuencia:

Primera etapa:

Se selecciona un ajuste de 57,5Hz.

$$F<1 \text{ Setting} = 57,5 \text{ Hz}$$

$$F<1 \text{ Time Delay} = 30 \text{ s}$$

Segunda etapa:

Se selecciona un ajuste de 55Hz.

$$F<2 \text{ Setting} = 55 \text{ Hz}$$

$$F<2 \text{ Time Delay} = 5 \text{ s}$$

▪ Sobre Frecuencia:

Primera etapa:

Se selecciona un ajuste de 62,5Hz

$$F>1 \text{ Setting} = 62,5 \text{ Hz}$$

$$F>1 \text{ Time Delay} = 5 \text{ s}$$

Segunda etapa:

Se selecciona un ajuste de 63,6Hz.

$$F>2 \text{ Setting} = 63,6 \text{ Hz}$$

$$F>2 \text{ Time Delay} = 0,1\text{s}$$

Ajustes del relé:

| GROUP 1. Freq Protection | | |
|--------------------------|--|-----------------|
| <i>Parámetros</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| F<1 Status | Enabled, Disabled | <i>Enabled</i> |
| F<1 Setting | 45 – 65 Hz. | <i>57,5 Hz.</i> |
| F<1 Time Delay | 0 – 100 s | <i>30 s.</i> |
| F<2 Status | Enabled, Disabled | <i>Enabled</i> |
| F<2 Setting | 45 – 65 Hz | <i>55 Hz.</i> |
| F<2 Time Delay | 0 – 100 s | <i>5 s.</i> |
| F<3 Status | Enabled, Disabled | <i>Disabled</i> |
| F<4 Status | Enabled, Disabled | <i>Disabled</i> |
| F< Function Link | Bit 0 - Enable Block F<1 during Poledead Bit 1 - Enable Block F<2 during Poledead Bit 2 - Enable Block F<3 during Poledead Bit 3 - Enable Block F<4 during Poledead | <i>0011</i> |
| F>1 Status | Enabled, Disabled | <i>Enabled</i> |
| F>1 Setting | 45 – 68 Hz. | <i>62,5 Hz.</i> |
| F>1 Time Delay | 0 – 100 s | <i>5 s.</i> |
| F>2 Status | Enabled, Disabled | <i>Enabled</i> |
| F>2 Setting | 45 – 68 Hz | <i>63,6 Hz.</i> |
| F>2 Time Delay | 0 – 100 s | <i>0,1 s.</i> |

Tabla 31. Ajustes de Sobre/Baja Frecuencia MICOM P343

PROTECCIÓN CONTRA ENERGIZACIÓN ACCIDENTAL 50/27.

La Energización Accidental del generador se produce cuando estando la máquina parada se produce el cierre accidental del interruptor del generador debido generalmente a errores de operación, su actuación es instantánea. Esta protección consiste de un elemento de mínima tensión que asegura que la protección se activa cuando la máquina no está funcionando o está parada, y de un elemento de sobreintensidad para detectar cuando el interruptor de circuito del generador se ha cerrado involuntariamente. La protección tiene una temporización de tiempo definido para evitar el funcionamiento durante faltas de la red, y un retardo en la temporización de reposición para asegurar que la protección permanece operativa luego de un cierre accidental del interruptor, cuando el elemento de mínima tensión podría reponerse.

Siendo:

Dead Mach I>: Ajuste del arranque del elemento de sobreintensidad de Energización Accidental.

Dead Mach V<: Ajuste del arranque del elemento de tensión de Energización Accidental.

Dead Mach tPU: Ajuste de la temporización de operación del elemento de Energización Accidental.

Dead Mach tDO: Ajuste de la temporización de reposición del elemento de Energización Accidental.

I_{GN} : Intensidad nominal del Generador.

U_{GN} : Tensión nominal del Generador.

Criterio de ajuste :

$$Dead Mach I> = 10\% I_{GN}$$

$$Dead Mach I> = 0,1 \cdot 774 A = 77,4 A$$

$$Dead Mach V< = 70\% U_{GN}$$

$$Dead Mach V< = 13,8 \cdot 0,7 = 9,66 kV$$

Por motivos de coordinación con la protección de Mínima Tensión se selecciona:

$$Dead Mach tPU = 10 s$$

$$Dead Mach tDO = 500 ms$$

Ajustes del relé:

| GROUP 1. Dead Machine | | |
|-----------------------|------------------------|-----------------|
| <i>Parámetro</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| Dead Mach Status | Disabled, Enabled | <i>Enabled</i> |
| Dead Mach I> | 80-4000A | <i>80 A</i> |
| Dead Mach V< | 1199V-14,4kV | <i>9666,5 V</i> |
| Dead Mach tPU | 0-10s | <i>10s</i> |
| Dead Mach tDO | 0-10s | <i>500ms</i> |

Tabla 32. Ajustes de Energización Accidental MICOM P343

PROTECCIÓN DE DISTANCIA 21.

La protección de Distancia se trata de una protección de respaldo del generador. Su principio de operación se basa en elementos con características de mínima impedancia trifásica independientes no direccionales y la supervisión se realiza fase por fase, es decir, la inhibición de una fase no afecta las demás fases. Existen varias etapas con diferentes niveles de temporización para su coordinación con las protecciones primarias del generador, barras y línea. La impedancia de cada fase se calcula de la siguiente manera:

$$Z_a = \frac{V_{ab}}{I_a} \quad Z_b = \frac{V_{bc}}{I_b} \quad Z_c = \frac{V_{ca}}{I_c}$$

La característica de operación es la siguiente:

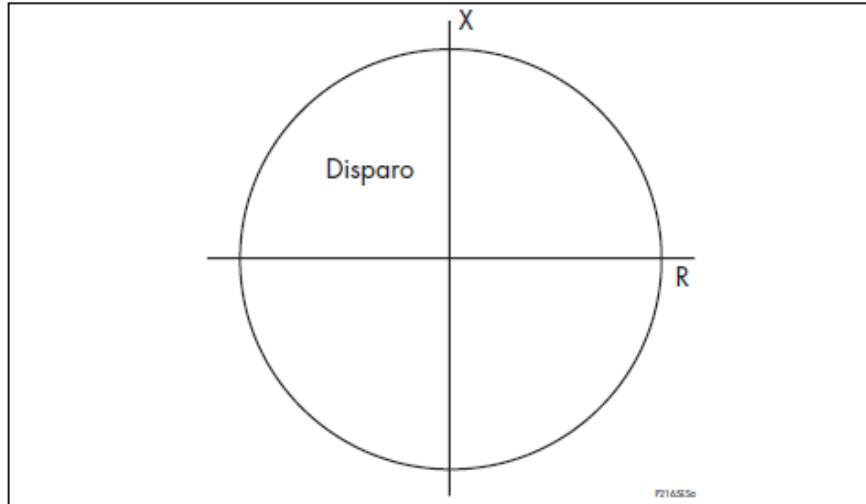


Figura 44. Característica de distancia MICOM P343

Siendo:

Z_{tr} : Impedancia de cortocircuito del Transformador.

U_{cc} : Tensión de cortocircuito del Transformador.

$Z < 1$ Setting: Ajuste de impedancia de Primera Zona.

$Z < 1$ Time Delay: Ajuste de tiempo de Primera Zona.

$Z < 2$ Setting: Ajuste de impedancia de Segunda Zona.

$Z < 2$ Time Delay: Ajuste de tiempo de Segunda Zona.

Criterio de ajuste (Según documento de operación del CND):

- Para el Grupo 1:

Primera Zona:

Se ajustará al 70% de la Impedancia del transformador, para asegurarse una operación en la zona del generador, sin llegar a alcanzar la zona de la línea:

$$Z_{tr} = U_{cc} \frac{U^2 (kV)}{MVA} = 0,15 \cdot \frac{13,8^2}{20} = 1,43 \Omega$$

$$Z < 1 \text{ Setting} = 0,7 \cdot Z_{tr} \cdot \sqrt{3} = 0,7 \cdot 1,43 \cdot \sqrt{3} = 1,732 \, \Omega$$

$$Z < 1 \text{ Time Delay} = 0,25 \, \text{s}$$

Segunda Zona:

Se ajustará al 120% de la Impedancia de Primera Zona, para asegurarse cubrir completamente el conjunto Generador- Transformador:

$$Z < 2 \text{ Setting} = 1,2 \cdot 1,732 = 2,078 \, \Omega$$

$$Z < 2 \text{ Time Delay} = 1,2 \, \text{s}$$

- Para el Grupo 2:

Primera Zona:

$$Z_{tr} = U_{cc} \frac{U^2 (kV)}{MVA} = 0,11 \cdot \frac{13,8^2}{30} = 0,698 \, \Omega$$

$$Z < 1 \text{ Setting} = 0,7 \cdot Z_{tr} \cdot \sqrt{3} = 0,7 \cdot 0,698 \cdot \sqrt{3} = 0,847 \, \Omega$$

$$Z < 1 \text{ Time Delay} = 0,25 \, \text{s}$$

Segunda Zona:

$$Z < 2 \text{ Setting} = 1,2 \cdot Z < 1 = 1,2 \cdot 0,847 = 1,016 \, \Omega$$

$$Z < 2 \text{ Time Delay} = 1,2 \, \text{s}$$

Ajustes del relé:

| GROUP 1. System Backup | | |
|------------------------|--|---|
| <i>Parámetro</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| Backup Function | Disabled, Underimpedance, Volt Controlled, Volt Restrained | <i>Underimpedance</i> |
| Vector Rotation | None, Delta-Star | <i>None</i> |
| Z<1 Setting | 533,2mOhm-31,9Ohm | <i>1,75642 Ohm (G1) 0,6983 Ohm (G2)</i> |
| Z<1 Time Dealy | 0-100s | <i>0,25s</i> |
| Z<1 tRESET | 0-100s | <i>0s</i> |
| Z<2 Setting | 533,2mOhm-31,9Ohm | <i>2,07007 Ohm (G1) 1,0159 Ohm (G2)</i> |
| Z<2 Time Dealy | 0-100s | <i>1,2s</i> |
| Z<2 tRESET | 0-100s | <i>0ms</i> |

Tabla 33 Ajustes de Distancia MICOM P343

PROTECCIÓN CONTRA SOBREXCITACIÓN V/Hz 24.

El objetivo de la protección de Sobreexcitación es proteger a los generadores y transformadores de los niveles excesivos de densidad de flujo magnético. A estos altos niveles, las trayectorias del hierro magnético diseñadas para llevar el flujo normal se saturan, y el flujo comienza a fluir en trayectorias de dispersión no diseñadas para llevarlo. Estos campos resultantes son proporcionales a la tensión e inversamente proporcionales a la frecuencia. Para minimizar la reducción del tiempo de vida útil de la máquina debido a calentamiento por operación en condiciones de sobreexcitación se seleccionan tres escalones, uno de alarma y dos de disparo con curva Tiempo Inverso IDMT y con característica Tiempo Definido DT

La operación de la característica de Tiempo Inverso IDMT es la siguiente:

$$t = \frac{V/Hz > 1 \text{ Trip TMS}}{(M - 1)^2}$$

Siendo:

$$M = \frac{V/f}{(V/Hz > 1 \text{ Trip Set})}$$

V : Tensión medida.

f : Frecuencia medida.

$V/Hz > 1 \text{ Trip Set}$: Ajuste de operación del primer umbral del elemento de Sobreexcitación.

$V/Hz > 2 \text{ Trip Set}$: Ajuste de operación del segundo umbral del elemento de Sobreexcitación

$V/Hz > 1 \text{ Trip TMS}$: Ajuste de la temporización de operación del primer umbral del elemento de Tiempo Inverso de Sobreexcitación.

$V/Hz > 2 \text{ Delay}$: Ajuste de la temporización de operación del segundo umbral del elemento de Tiempo Definido de Sobreexcitación.

Criterio de ajuste:

Tensión nominal del generador = 13.800 V

Frecuencia nominal del generador = 60 Hz

$$V/Hz = 13.800/60 = 230 \text{ V/Hz}$$

ALARMA

Se elige un ajuste de alarma al 106% con una temporización de 5 s.

$$V/Hz \text{ Alarm Set} = 230 \cdot 1,06 = 243,8$$

$$V/Hz \text{ Alarm Delay} = 230 \cdot 1,06 = 243,8$$

DISPARO

Se elige una curva de Tiempo Inverso con ajuste al 108% con una constante de tiempo de 0,1s.

$$V/Hz \text{ Trip Func} = \text{IDMT}$$

$$V/Hz > 1 \text{ Trip Set} = 230 \cdot 1,08 = 248,4$$

$$V/Hz > 1 \text{ Trip TMS} = 0,1 \text{ s}$$

La etapa de tiempo definido se elige de 123% con una temporización de 1s:

$$V/Hz > 2 \text{ Trip Set} = 230 \cdot 1,23 = 282,9$$

$$V/Hz > 2 \text{ Delay} = 1$$

| GROUP 1. VOLTS / Hz | | |
|---------------------|------------------------|---------------------|
| <i>Parametros</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| V/Hz Alm Status | Disabled, Enabled | <i>Enabled</i> |
| V/Hz Alarm Set | 188,2-439,0 V/Hz | <i>243,42 V/Hz</i> |
| V/Hz Alarm Delay | 0-100s | <i>5,000 s</i> |
| V/Hz>1 Status | Disabled, Enabled | <i>Enabled</i> |
| V/Hz>1 Trip Func | DT, IDMT | <i>IDMT</i> |
| V/Hz>1 Trip Set | 188,2-439,0 V/Hz | <i>248,44 V/Hz</i> |
| V/Hz >1 Trip TMS | 0-100s | <i>0,1</i> |
| V/Hz>2 Status | Disabled, Enabled | <i>Enabled</i> |
| V/Hz>2 Trip Set | 188,2-439,0 V/Hz | <i>282,325 V/Hz</i> |
| V/Hz >2 Delay | 0-100s | <i>1,0</i> |
| V/Hz>3 Status | Disabled, Enabled | <i>Disabled</i> |
| V/Hz>4 Status | Disabled, Enabled | <i>Disabled</i> |

Tabla 34. Ajustes de Sobreexcitación MICOM P343

Protección Sobreexcitación (24)

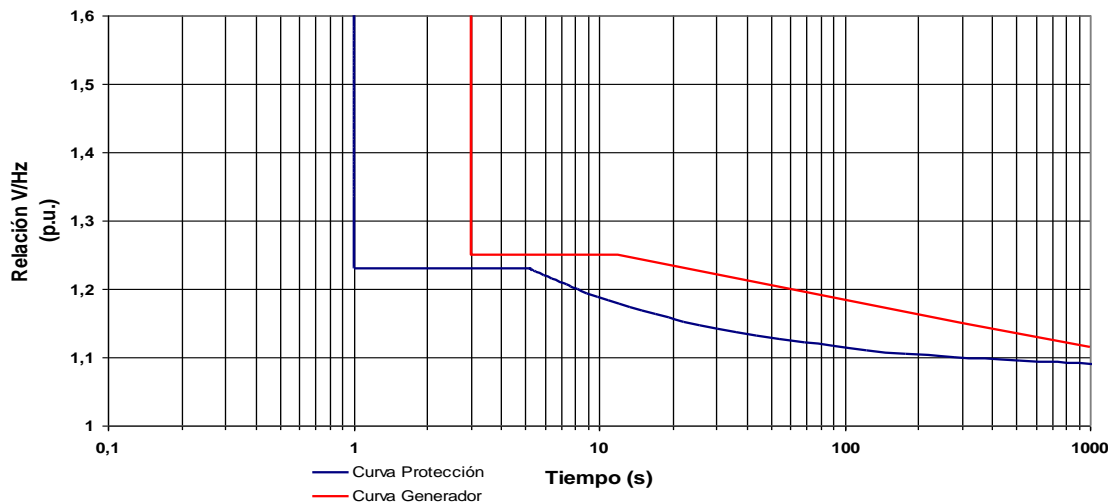


Figura 45. Característica y coordinación de la protección contra Sobreexcitación**PROTECCIÓN CONTRA FALLO DE INTERRUPTOR 50BF**

El objetivo de esta función de protección es detectar una situación de no apertura o no corte efectivo de la corriente del interruptor ante un disparo de alguna de las protecciones del relé o por alguna protección externa como puede ser una protección secundaria o las protecciones del Regulador de Tensión (AVR) o del Regulador de velocidad (TC). Para determinar tal situación, se utiliza un elemento de mínima corriente de línea del generador. Si la protección de Fallo de Interruptor se activa, se producirá el disparo de los interruptores adyacentes, en este caso el del otro grupo, y el de la línea, para aislar la falta ocurrida en el grupo con Fallo de Interruptor.

Criterio de ajuste:

$$I < I_{\text{Current Set}} = 5 \% I_{\text{GN}}$$

$$I < I_{\text{Current Set}} = 0,05 \cdot I_{\text{GN}}$$

$$I < I_{\text{Current Set}} = 0,05 \cdot 774 = 38,7 \text{ A}$$

Ajustes del Relé:

| GROUP 1. Breaker Failure 50BF | | |
|-------------------------------|---|--|
| Parámetros / Parameters | Margenes de Ajuste / Range of settings | Ajuste en Fabrica/ Factory Setting |
| I< Current Set | 20 – 3200A | 40A |
| CB Fail 1 Status | Enabled / Disabled | Enabled |
| CB Fail 1 Timer | 0 – 10 s | 200.00 ms |
| CB Fail 2 Status | Enabled / Disabled | Disabled |
| CBF Non I Reset | I<Only \ CB Open & I< \ Prot Reset & I< | I<Only |
| CBF Ext Reset | I<Only \ CB Open & I< \ Prot Reset & I< | I<Only |

Tabla 35. Ajustes de Fallo de Interruptor MICOM P343

AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIÓN DE GRUPO SEL 700G

Valores nominales del relé:

| <i>Devanado</i> | <i>Valor nominal</i> |
|------------------------------------|----------------------|
| Primario de TT principal: | 13800 V |
| Secundario de TT principal: | 110 V |
| Primario TT Neutro: | 13800 V |
| Secundario TT Neutro: | 240 V |
| Primario TC Fase: | 1000 A |
| Secundario TC Fase: | 1 A |

Tabla 36. Valores nominales SEL700G

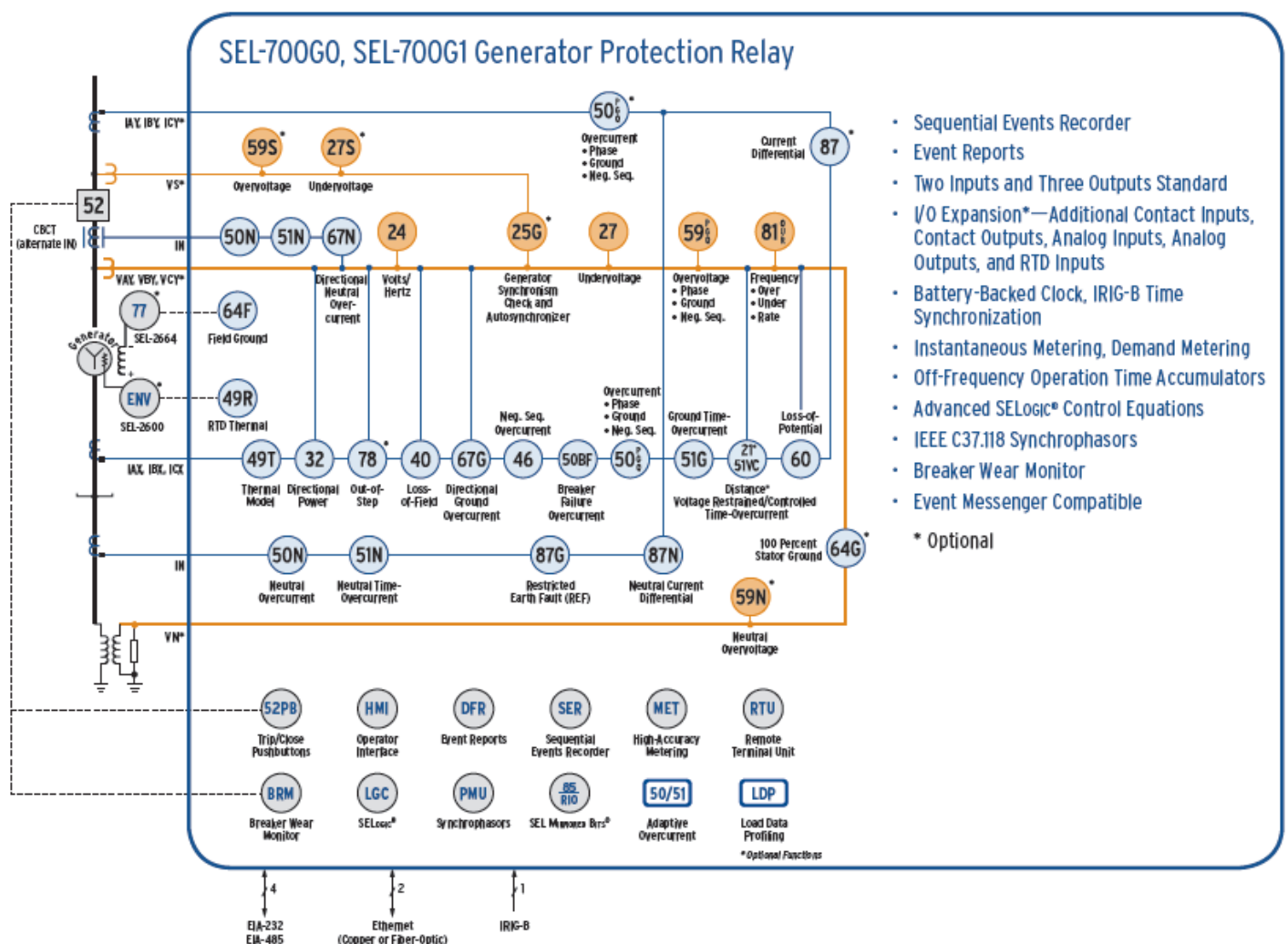


Figura 46. Esquema funcional SEL 700G

PROTECCIÓN DE SECUENCIA NEGATIVA - DESEQUILIBRIO DE INTENSIDADES DE GRUPO 46G

Siendo:

I_2 = Intensidad de Secuencia Inversa en p.u.

$46Q1P$ = Ajuste de alarma de Intensidad de Secuencia Inversa en p.u.

$46Q2P$ = Ajuste de disparo de Intensidad de Secuencia Inversa en p.u.

$46Q2K$ = Constante de capacidad térmica de la característica NPS.

I_{flc} : Intensidad de generador a plena carga

I_p : Intensidad primaria del transformador de medida

I_n : Intensidad secundaria nominal del relé.

Criterios de ajuste (para generadores hidráulicos según IEC 60034-1):

$$\frac{I_2}{I_{GN}} = 0,08 p.u.$$
$$K_{NPS} = 20 s$$

DISPARO:

$$46Q2P = 0,08 \cdot 774 = 61,92 A$$

$$46Q2K = K_{NPS} \cdot \left(\frac{I_{flc}}{I_p} \right)^2 = 20 \cdot \left(\frac{774}{1000} \right)^2 = 11,98 A$$

ALARMA:

$$46Q1P = 46Q2P$$

$$46Q1P = 61,92 A$$

$$46Q1D = 20 s$$

Ajustes del Relé:

| GROUP 1. CURRENT UNBALANCE ELEMENTS | | |
|--|------------------------|---------------|
| <i>Parámetros</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| E46 Enable Negative Sequence Overcurrent Protection | Y, N | Y |
| Level 1 | | |
| 46Q1P Level 1 Negative Seq. Overcurrent Trip Level (%) | OFF, 2-100 | 8 |
| 46Q1D Level 1 Negative Seq. Overcurrent Time Delay (seconds) | 0.02-999.90 | 20 |
| Level 2 | | |
| 46Q2P Level 2 Negative Seq. Time Overcurrent Trip Level (%) | OFF, 2-100 | 8 |
| 46Q2K Level 2 Negative Seq. Time Overcurrent Time Dial (seconds) | 1-100 | 12 |
| 46QTC 46Q Negative Sequence Overcurrent Torque Control (SELogic) | I | |

Tabla 37. Ajustes de Sobreintensidad de Secuencia Inversa SEL700G

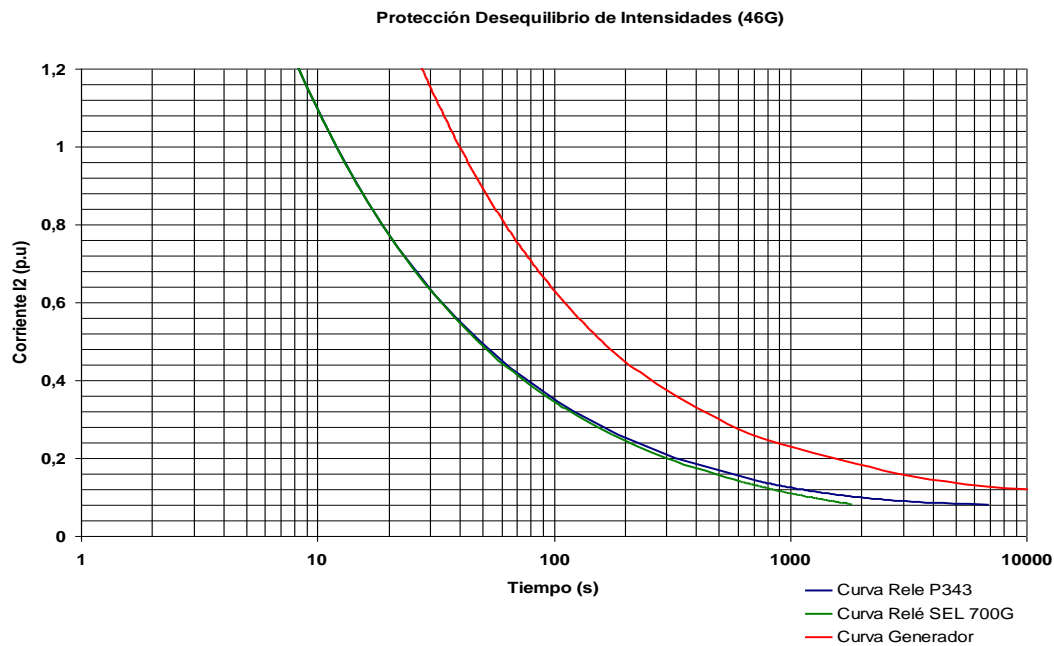


Figura 47. Característica y coordinación NPS

PROTECCIÓN DE FALTA A TIERRA DE ESTATOR 95% 59TN

Siendo:

V_N : Tensión Residual de Neutro de Generador.

U_{GN} : Tensión nominal Fase-Neutro de Generador.

64G1P: Ajuste de disparo de Tensión Residual de Neutro de Generador.

64G1D : Ajuste de tiempo de disparo (DT).

Criterio de ajuste:

$$64G1P = 5\% U_{GN}$$

$$U_{GN} = \frac{13800}{\sqrt{3}} = 7967,43V$$

$$64G1P = 0,05 \cdot 7967,43 \cdot (240 / 13800) = 6,9 V$$

$$64G1D = 0,5 s$$

Ajustes del Relé:

| GROUP 1. STATOR GROUND ELEMENTS | | |
|---|------------------------|---------------|
| <i>Parametros</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| E64G Enable 100% Stator Ground Protection | Y, N | Y |
| Zone 1 | | |
| 64G1P Zone 1 Neutral Overvoltage Pickup (Volts) | OFF, 0.1-150.0 | 6,9 |
| 64G1D Zone 1 Time Delay (seconds) | 0.00-20.00 | 0,5 |
| 64G1TC 64G1 Element Torque Control (SELogic) | 1 | |
| Zone 2 | | |
| 64G2P Zone 2 Neutral Overvoltage Pickup (Volts) | OFF, 0.1-150.0 | OFF |
| 64G2D Zone 2 Time Dealy (seconds) | 0.00-400.00 | |
| 64G2TC 64G1 Element Torque Control (SELogic) | | |

Tabla 38. Ajustes de Falta a Tierra Estator 95% SEL700G

PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN 40G.

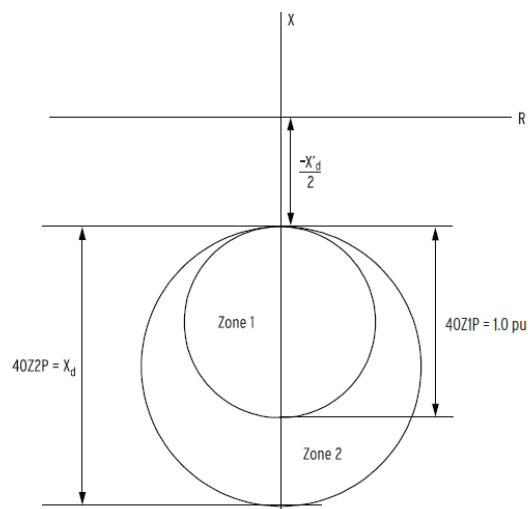


Figura 48. Característica de protección Pérdida de Excitación SEL700G .

Siendo:

-40XD1: Offset negativo de reactancia del primer umbral de protección.

-40XD2: Offset negativo de reactancia del segundo umbral de protección.

40Z1P: Diámetro de la característica circular de impedancia del primer umbral de protección.

40Z2P: Diámetro de la característica circular de impedancia del segundo umbral de protección.

40Z1D: Temporización de operación del primer umbral de protección.

40Z2D: Temporización de operación del segundo umbral de protección.

X_d' : Reactancia transitoria del eje directo del generador.

X_d : Reactancia síncrona del eje directo del generador.

Z_{G-base} : Impedancia Base del generador

Criterios de Ajuste:

Se ajustarán dos etapas utilizando dos círculos de impedancia:

$$-40XD1 = 0,5X_d' \qquad 40Z1P = 1 \text{ p.u.}$$

$$-40XD2 = 0,5X_d' \qquad 40Z2P = X_d$$

La segunda etapa será temporizada y la primera etapa tendrá acción instantánea.

$$X_d = 0,886 \text{ p.u.}$$

$$X_d' = 0,298 \text{ p.u.}$$

$$Z_{G-base} = \frac{U^2 (kV)}{MVA} = \frac{13,8^2}{18,5} = 10,29 \Omega \text{ (valores primarios)}$$

$$Z_{G-base} = 10,29 \Omega \cdot \frac{110}{13800} \cdot \frac{1000}{1} = 82,02 \Omega \text{ (valores secundarios)}$$

$$X_d [\Omega] = 0,886 \cdot 82,02 = 72,67 \Omega$$

$$X_d' [\Omega] = 0,298 \cdot 82,02 = 24,44 \Omega$$

$$-40XD1 = -40XD2 = 0,5 \cdot 24,44 = 12,22 \Omega$$

$$40Z1P = 82,02 \Omega$$

$$40Z2P = 72,67 \, \Omega$$

$$40Z2D = 0,10 \, s$$

$$40Z1D = 0,50 \, s$$

Ajustes del Relé:

| GROUP 1. LOST OF FIELD ELEMENTS | | |
|--|------------------------|---------------|
| <i>Parametros</i> | <i>Rango de ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| E40 Enable Loss of Field Protection | Y, N | Y |
| Zone 1 | | |
| 40Z1P Zone 1 Mho Diameter (ohms) | OFF, 0.5-500.0 | 82,0 |
| 40XD1 Zone 1 Offset Reactance (ohms) | -250.0-0.0 | -12,2 |
| 40Z1D Zone 1 Pick up Time Dealy (seconds) | 0.0-400.00 | 0,50 |
| Zone 2 | | |
| 40Z2P Zone 2 Mho Diameter (ohms) | OFF, 0.5-500.0 | 72,7 |
| 40XD2 Zone 2 Offset Reactance (ohms) | -250.0-250.0 | -12,2 |
| 40Z2D Zone 2 Pick up Time Dealy (seconds) | 0.0-400.00 | 0,10 |
| 40DIR Zone 2 Directional Supervision Angle (degrees) | -20.0-0.0 | |
| 40ZTC 40Z Element Torque Control (SELogic) | NOT LOPX | |

Tabla 39. Ajustes de Pérdida de Excitación SEL700G

PROTECCIÓN CONTRA POTENCIA INVERSA 32G.

Siendo:

3PWRX1P: Ajuste de operación de motorización (-WATTS).

3PWRX1D: Temporización de disparo de motorización (-WATTS).

P_N : Potencia nominal Generador-Turbina.

Criterio de Ajuste:

$$3PWRX1P = 0,5\% \cdot P_N$$

$$\text{Ajuste (valores primarios)} = 0,005 \cdot 16650 = 83,25 \, \text{kW}$$

$$3PWRX1P = 83250 \cdot (110/13800) = 663,59 \, \text{W}$$

$$3PWRX1D = 15 \text{ s}$$

Ajustes del Relé:

| GROUP 1. X SIDE POWER ELEMENTS | | |
|--|------------------------------|---------------|
| <i>Parámetros</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| EPWRX Enable Three Phase Power Elements | N, 1-4 | 1 |
| Element 1 | | |
| 3PWRX1P Three Phase Power Element Pick Up (VA) | OFF, 0,2-1300 | 663,59 |
| PWRX1T Power Element Type | +WATTS, -WATTS, +VARS, -VARS | -WATTS |
| PWRX1D Power Element Time Delay (seconds) | 0,00 – 240,00 | 15 |
| Element 2 | | |
| 3PWRX2P Three Phase Power Element Pick Up (VA) | OFF, 0,2-1300 | OFF |
| PWRX2T Power Element Type | +WATTS, -WATTS, +VARS, -VARS | |
| PWRX2D Power Element Time Delay (seconds) | 0,00 – 240,00 | |

Tabla 40. Ajustes de Potencia Inversa SEL700G

PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIÓN DE GENERADOR 59G

Siendo:

59PPX1P: Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de Sobretensión.

59PPX2P: Ajuste del arranque del segundo umbral del elemento de Sobretensión.

59PPX1D: Ajuste de la temporización de tiempo definido del primer umbral del elemento de Sobretensión.

59PPX2D: Ajuste de la temporización de tiempo definido del segundo umbral del elemento de Sobretensión.

U_{GN} : Tensión nominal Fase-Fase de Generador.

Criterio de ajuste:

Etapas 1:

$$59PPX1P = 115\% U_{GN}$$

$$59PPX1P = 1,15 \cdot 13800 \cdot (110/13800) = 126,5 \text{ V}$$

$$59PPX1D = 2 \text{ s}$$

Etapas 2:

$$59PPX2P = 115\% U_{GN}$$

$$59PPX2P = 1,15 \cdot 13800 \cdot (110/13800) = 143 \text{ V}$$

$$59PPX2D = 0 \text{ s}$$

Ajuste del relé:

| GROUP 1. X SIDE PHASE OVERVOLTAGE | | |
|--|------------------------|---------------|
| <i>Parámetro</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| Element 1 | | |
| 59PX1P Phase Overvoltage Trip Level (volts) | OFF, 2,0-300.0 | OFF |
| 59PX1D Phase Overvoltage Trip Delay (seconds) | 0,00-120,00 | |
| 59PPX1P Phase-Phase Overvoltage Trip Level (volts) | OFF, 2,0-520.0 | 126,5 |
| 59PPX1D Phase-Phase Overvoltage Trip Delay (seconds) | 0,00-120,00 | 2 |
| Element 2 | | |
| 59PX2P Phase Overvoltage Trip Level (volts) | OFF, 2,0-300.0 | OFF |
| 59PX2D Phase Overvoltage Trip Delay (seconds) | 0,00-120,00 | |
| 59PPX2P Phase-Phase Overvoltage Trip Level (volts) | OFF, 2,0-520.0 | 143 |
| 59PPX2D Phase-Phase Overvoltage Trip Delay (seconds) | 0,00-120,00 | 0 |

Tabla 41. Ajustes de Sobretensión SEL700G

PROTECCIÓN CONTRA MÍNIMA TENSIÓN DE GENERADOR 27G

Siendo:

27PPX1P: Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de Mínima Tensión.

27PPX1D: Ajuste de la temporización de tiempo definido del primer umbral del elemento de Mínima Tensión.

U_{GN} : Tensión nominal Fase-Fase de Generador.

Criterio de ajuste:

$$27PPX1P = 80\% U_{GN}$$

$$27PPX1P = 0,8 \cdot 13800 \cdot (110 / 13800) = 88 \text{ V}$$

$$27PPX1D = 3 \text{ s}$$

Ajuste del relé:

| GROUP 1. X SIDE PHASE UNDERVOLTAGE | | |
|--|------------------------|---------------|
| <i>Parámetro</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| Element 1 | | |
| 27PX1P Phase Overvoltage Trip Level (volts) | OFF, 2,0-300.0 | OFF |
| 27PX1D Phase Overvoltage Trip Delay (seconds) | 0,00-120,00 | |
| 27PPX1P Phase-Phase Overvoltage Trip Level (volts) | OFF, 2,0-520.0 | 88 |
| 27PPX1D Phase-Phase Overvoltage Trip Delay (seconds) | 0,00-120,00 | 3 |
| Element 2 | | |
| 27PX2P Phase Overvoltage Trip Level (volts) | OFF, 2,0-300.0 | OFF |
| 27PX2D Phase Overvoltage Trip Delay (seconds) | 0,00-120,00 | |
| 27PPX2P Phase-Phase Overvoltage Trip Level (volts) | OFF, 2,0-520.0 | OFF |
| 27PPX2D Phase-Phase Overvoltage Trip Delay (seconds) | 0,00-120,00 | 0,2 |

Tabla 42. Ajustes de Mínima Tensión SEL700G

PROTECCIÓN DE SOBRE/BAJA FRECUENCIA 81G

Siendo:

F<1 Setting : Ajuste de arranque del primer umbral del elemento de Baja Frecuencia.

F<1 Time Delay: Ajuste de la temporización de tiempo definido del primer umbral del elemento de Baja Frecuencia.

F<2 Setting : Ajuste de arranque del segundo umbral del elemento de Baja Frecuencia.

F<2Time Delay: Ajuste de la temporización de tiempo definido del segundo umbral del elemento de Baja Frecuencia.

F>1 Setting : Ajuste de arranque del primer umbral del elemento de Sobre Frecuencia.

F>1 Time Delay: Ajuste de la temporización de tiempo definido del primer umbral del elemento de Sobre Frecuencia.

F>2 Setting : Ajuste de arranque del segundo umbral del elemento de Sobre Frecuencia.

F>2Time Delay: Ajuste de la temporización de tiempo definido del segundo umbral del elemento de Sobre Frecuencia.

Criterio de ajuste (Según el reglamento de operación del CND):

▪ Baja Frecuencia:

Primera etapa:

Se selecciona un ajuste de 57,5Hz.

$$81X1TP = 57,5 \text{ Hz}$$

$$81X1TD = 30 \text{ s}$$

Segunda etapa:

Se selecciona un ajuste de 55Hz.

$$81X2TP = 55 \text{ Hz}$$

$$81X2TD = 5 \text{ s}$$

▪ Sobre Frecuencia:

Primera etapa:

Se selecciona un ajuste de 62,5Hz

$$81X3TP = 62,5 \text{ Hz}$$

$$81X3TD = 5 \text{ s}$$

Segunda etapa:

Se selecciona un ajuste de 63,6Hz.

$$81X4TP = 63,6 \text{ Hz}$$

$$81X4TD = 0,1 \text{ s}$$

Ajustes del relé:

| GROUP 1. X SIDE FREQUENCY ELEMENTS | | |
|---|------------------------|---------------|
| <i>Parámetros</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| E81X Enable Frequency Elements | N, 1-6 | 4 |
| 81XTC 81 Element Torque Control (SELogic) | 1 | |
| 81X1TP Frequency Pickup Level 1 (Hz) | OFF, 15,00-70,00 | 57,5 |
| 81X1TD Frequency Delay 1 (seconds) | 0,00-240,00 | 30 |
| 81X2TP Frequency Pickup Level 2 (Hz) | OFF, 15,00-70,00 | 55 |
| 81X2TD Frequency Delay 2 (seconds) | 0,00-240,00 | 5 |
| 81X3TP Frequency Pickup Level 3 (Hz) | OFF, 15,00-70,00 | 62,5 |
| 81X3TD Frequency Delay 3 (seconds) | 0,00-240,00 | 5 |
| 81X4TP Frequency Pickup Level 4 (Hz) | OFF, 15,00-70,00 | 63,6 |
| 81X4TD Frequency Delay 4 (seconds) | 0,00-240,00 | 0,1 |

Tabla 43. Ajustes de Sobre/Baja Frecuencia SEL700G

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE CONTROLADA POR TENSIÓN 51V

Esta función de protección opera como protección de respaldo de las protecciones primarias, al igual que lo hace la protección de Distancia 21 en el relé MICOM P343. Posee un elemento de tensión y un elemento de intensidad.

La tensión del generador cae durante condiciones de falta, por lo que se utiliza un elemento de medida de la tensión para controlar el ajuste de intensidad de esta protección. Al detectarse una falta, el ajuste de intensidad se reduce en un factor K (pendiente), ésto asegura que las faltas sean despejadas de forma rápida, a pesar de que exista un decrecimiento de la intensidad del generador. Para controlar el elemento de sobreintensidad de cada fase se utilizan las tensiones de línea.

La característica de operación del elemento de tensión de la protección es la siguiente:

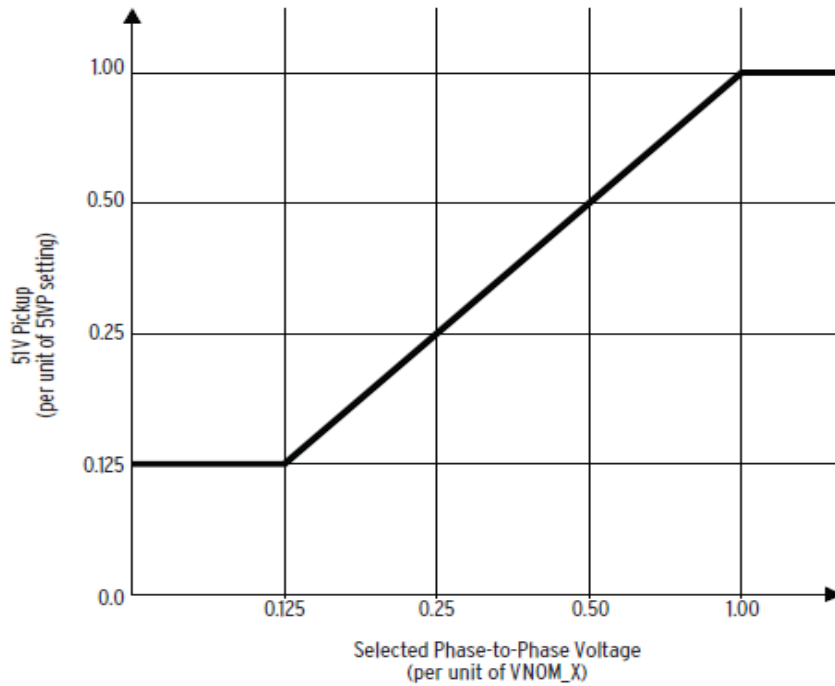


Figura 49. Característica elemento de tensión 51V SEL700G

El elemento de sobreintensidad opera con característica IEC de Tiempo Inverso Standard (C1)

| Curve Type | Operating Time | Reset Time |
|-------------------------|---|--|
| C1 (Standard Inverse) | $t_p = TD \cdot \left(\frac{0.14}{M^{0.02} - 1} \right)$ | $t_r = TD \cdot \left(\frac{13.5}{1 - M^2} \right)$ |
| C2 (Very Inverse) | $t_p = TD \cdot \left(\frac{13.5}{M - 1} \right)$ | $t_r = TD \cdot \left(\frac{47.3}{1 - M^2} \right)$ |
| C3 (Extremely Inverse) | $t_p = TD \cdot \left(\frac{80}{M^2 - 1} \right)$ | $t_r = TD \cdot \left(\frac{80}{1 - M^2} \right)$ |
| C4 (Long-Time Inverse) | $t_p = TD \cdot \left(\frac{120}{M - 1} \right)$ | $t_r = TD \cdot \left(\frac{120}{1 - M} \right)$ |
| C5 (Short-Time Inverse) | $t_p = TD \cdot \left(\frac{0.05}{M^{0.04} - 1} \right)$ | $t_r = TD \cdot \left(\frac{4.85}{1 - M^2} \right)$ |

Tabla 44. Ecuaciones de características de Tiempo Inverso IEC

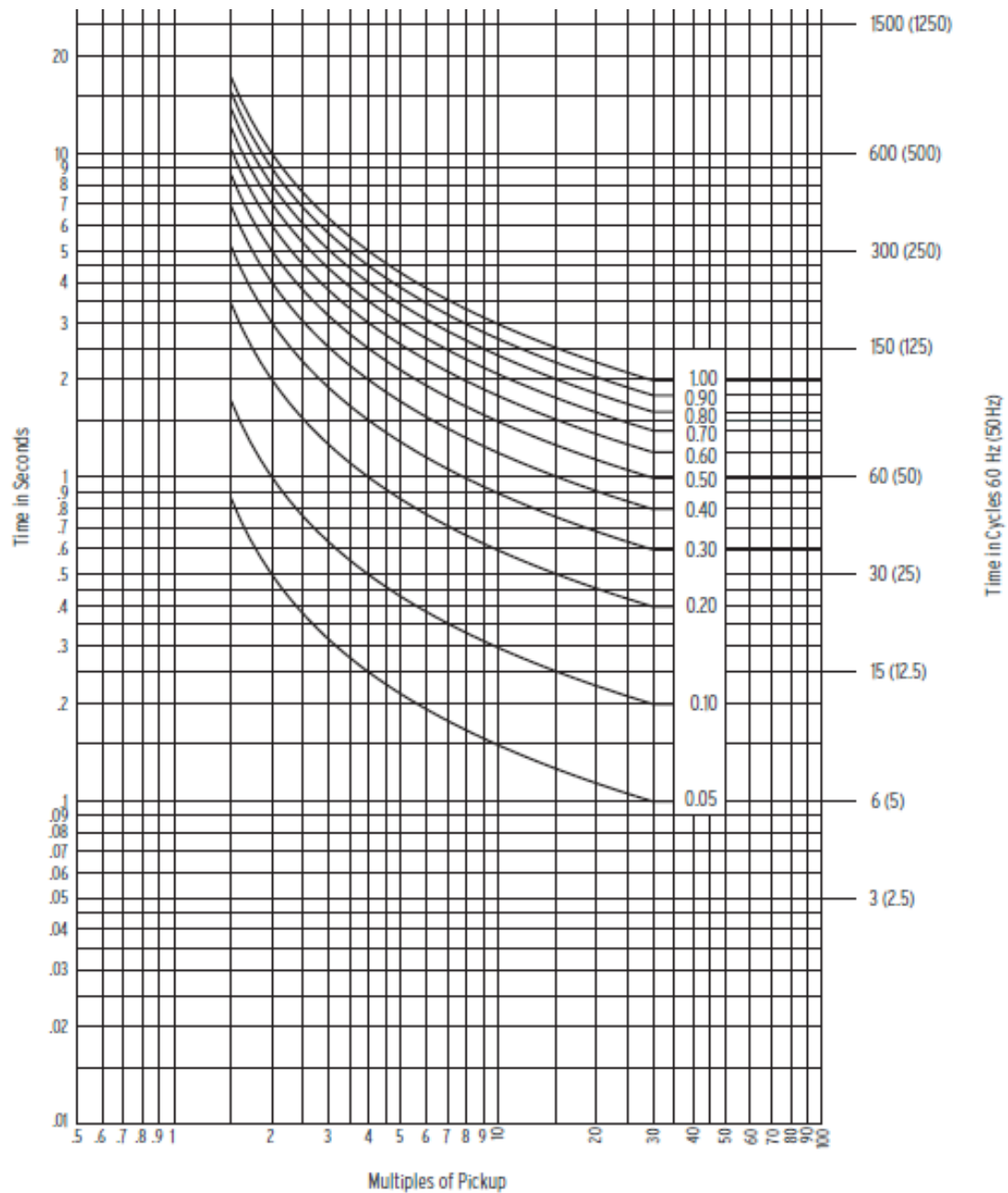


Figura 50. Característica de Tiempo Inverso Standard IEC

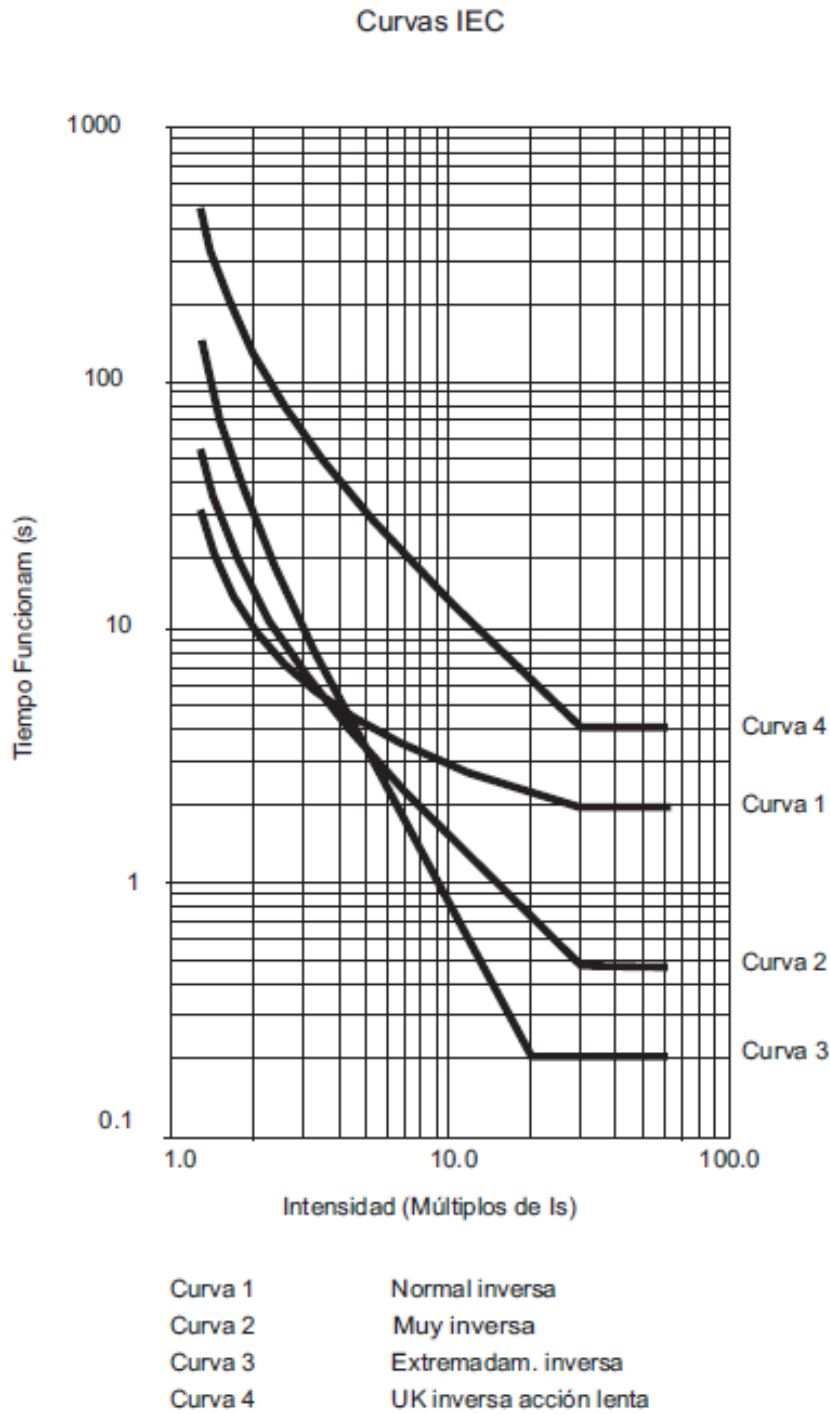


Figura 51. Característica de Tiempo Inverso IEC

Criterio de Ajuste:

Se selecciona un ajuste 50% superior a la intensidad nominal del generador.

$$5IVP = 1,5 \cdot I_{GN}$$

$$5IVP = 1,5 \cdot 774 \cdot (1 / 1000) = 1,16$$

El parámetro *51VCA* se selecciona de -30° para compensar el desfase entre intensidades entre el generador y el transformador de potencia con conexión Ynd11.

Se selecciona una curva y un tiempo que permita coordinar esta protección con el resto de protecciones.

$$51VC = C1 \text{ (IEC Standar Inverse)}$$

$$51VTD = 0,5s$$

Como el ajuste reduce su valor automáticamente cuando el valor de la tensión decrece, hay que bloquear la protección si hay un fallo en el transformador de tensión.

$$51VTC = NOT LOPX$$

| GROUP 1. VOLTAGE RESTRAINT TIME OVERCURRENT ELEMENTS | | |
|--|--|---------------|
| <i>Parámetro</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| 51VCA Compensation Angle (deg) | 0, -30, 30 | -30 |
| 51VP Voltage-Restrained Time Overcurrent Trip Level (amps) | OFF, 0.40-3.20 | 1,16 |
| 51VC Voltage-Restrained Time Overcurrent Curve | U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5 | C1 |
| 51VTD Voltage-Restrained Time Overcurrent Time Dial | U: 0.50-15.00 ; C: 0.05-1.00 | 0,5 |
| 51VRS Voltage-Restrained Time Overcurrent EM Reset | Y, N | N |
| 51VTC Voltage-Restrained Time Overcurrent Torque Control (SELogic) | NOT LOPX | |

Tabla 45. Ajustes de Sobreintensidad Controlada por Tensión SEL700G

SUPERVISIÓN DE TRAFOS DE TENSIÓN 60

Esta protección esta activada por defecto en el relé de protección SEL700G y no tiene ningun parámetro configurable.

El relé SEL 700G activa el comando LOPX (Loss Of potential) cuando detecta una caída en la tensión súbita de entrada al relé. El relé determina que hay una pérdida de potencial cuando hay una caída de la medida de la secuencia positiva de la tensión (V1) mayor del 25% sin el correspondiente cambio en el valor o en el ángulo en la secuencia positiva de la corriente (I1), en la secuencia negativa (I2) o en la secuencia homopolar (I0). Si esta condición se cumple durante 60 ciclos el relé activa el comando LOPX. El relé resetea la pérdida de potencial si la condición se cumple durante menos ciclos. El relé desactiva el comando LOPX si se cumplen las siguientes condiciones:

- La secuencia positiva de la tensión (V1) tiene un valor mayor del 75% de su valor nominal.

- La secuencia negativa (V2) y homopolar (V0) de la tensión tienen un valor inferior a 5V (en el secundario)

PROTECCIÓN CONTRA SOBREXCITACIÓN V/Hz 24.

Como se ha comentado anteriormente, la sobreexcitación provoca la saturación del circuito magnético del generador, lo que provoca calentamientos, pérdidas y esfuerzos electromagnéticos dañinos. Para minimizar la reducción del tiempo de vida útil de la maquina debido en condiciones de sobreexcitación se seleccionan tres escalones, uno de alarma y dos de disparo con curva Tiempo Inverso ID ($24IC = 2$) y con característica Tiempo Definido DT:

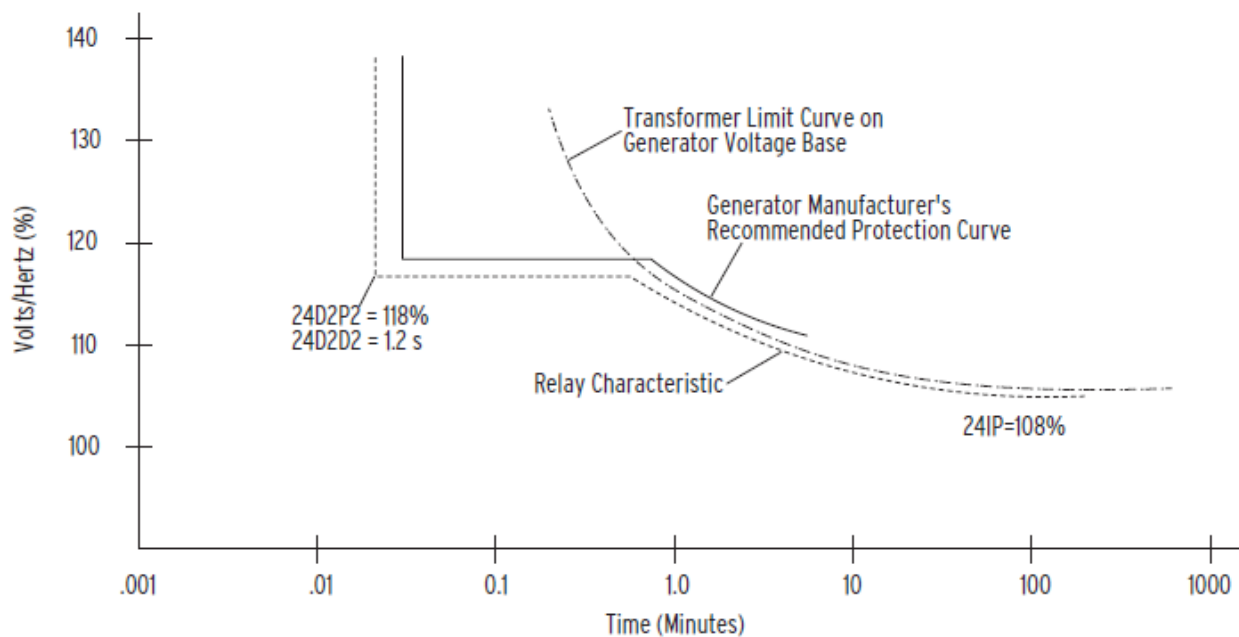


Figura 52. Característica compuesta DT/ID protección de Sobreexcitación SEL700G

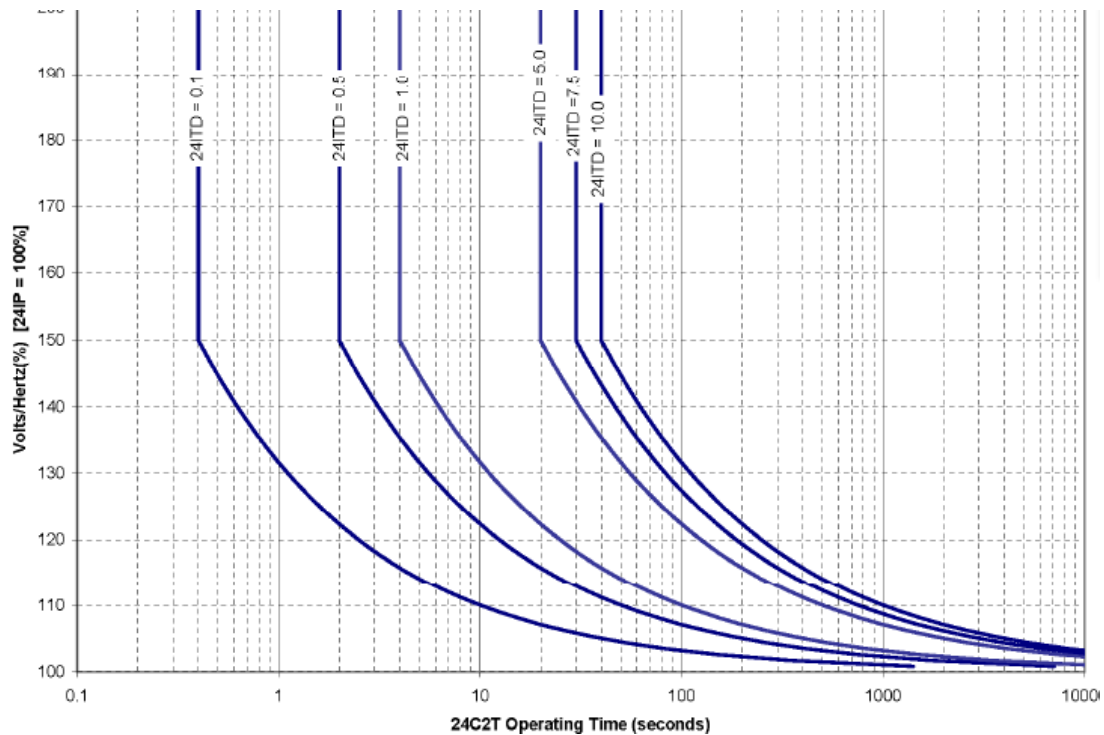


Figura 53. Característica de Tiempo Inverso de Sobrecarga 24IC=2 SEL700G

Siendo:

24IP: Ajuste de operación del primer umbral del elemento de Sobrecarga.

24D2P2: Ajuste de operación del segundo umbral del elemento de Sobrecarga

24ITD: Ajuste de la temporización de operación del primer umbral del elemento de Tiempo Inverso de Sobrecarga.

24D2D2: Ajuste de la temporización de operación del segundo umbral del elemento de Tiempo Definido de Sobrecarga.

24IC: Tipo de característica de Tiempo Inverso

Criterio de ajuste:

Tensión nominal del generador = 13.800 V

Frecuencia nominal del generador = 60 Hz

$$V/Hz = 13.800/60 = 230 \text{ V/Hz}$$

ALARMA

Se elige un ajuste de alarma al 106% con una temporización de 5 s.

$$24D1P = 106\%$$

$$24D1D = 5s$$

DISPARO

Se elige una curva de tiempo inverso 2.0, ajuste al 108% y con una constante de tiempo de 0,1s.

$$24CCS = ID$$

$$24IP = 108\%$$

$$24IC = 2.0$$

$$24ITD = 0,1s$$

La etapa de tiempo definido con ajuste al 123% con un retardo de 1s:

$$24D2P2 = 123$$

$$24D2D2 = 1,00s$$

Ajustes del relé:

| GROUP 1. V / Hz ELEMENTS | | |
|---|------------------------|---------------|
| <i>Parámetro</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| E24 Enable V/Hz Protection | Y, N | <i>Y</i> |
| 24TC 24 Element Torque Control (SELogic) | <i>I</i> | |
| Level 1 | | |
| 24D1P Level 1 V/Hz Pickup (%) | 100-200 | <i>106</i> |
| 24D1D Level 1 Time Delay (seconds) | 0,04-400,00 | <i>5</i> |
| <i>Level 2</i> | | |
| 24CCS Level 2 Composite Curve Shape | OFF, DD, ID, I, U | <i>ID</i> |
| 24IP Level 2 Inverse Time Pickup (%) | 100-200 | <i>108</i> |
| 24IC Level 2 Inverse Time Curve | 0.5, 1, 1.0, 2, 2.0 | <i>2.0</i> |
| 24ITD Level 2 Inverse Time Factor (seconds) | 0,1-10,0 | <i>0,1</i> |
| 24D2P1 Level 2 Pickup 1 (%) | 101-200 | |
| 24D2D1 Level 2 Time Delay 1 (seconds) | 0,04-400,00 | |
| 24D2P2 Level 2 Pickup 2 (%) | 100-200 | <i>123</i> |
| 24D2D2 Level 2 Time Delay 2 (seconds) | 0,04-400,00 | <i>1,0</i> |
| 24CR Level 2 Reset Time (seconds) | 0,00-400,00 | <i>240</i> |

Tabla 46 Ajustes de Sobreexcitación SEL700G

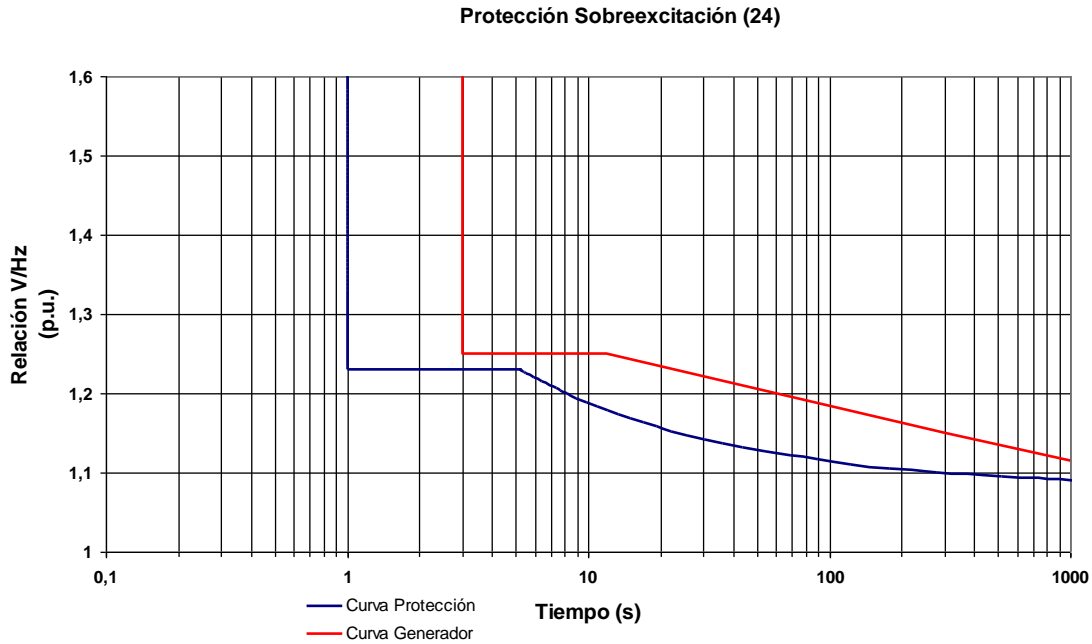


Figura 54. Coordinación y característica de protección contra Sobreexcitación de Generador

VERIFICACIÓN DE SINCRONISMO

El verificador de sincronismo comprueba que la frecuencia, la magnitud de la tensión y el ángulo de fase del generador coinciden con los de la red antes de permitir el cierre del interruptor.

La fase de tensión de generador corresponde con fase con la tensión de red se marca con el parámetro SYNCPX:

$$\text{SYNCPX} = \text{VAX}$$

Los parámetros 25VLOX y 25VHIX definen los márgenes entre los que tiene que estar la tensión de la red para permitir el cierre del interruptor de generador.

$$25\text{VLOX} = 0,9 \cdot U_{\text{GN}} = 0,9 \cdot (110 / \sqrt{3}) = 57,16 \text{ V}$$

$$25\text{VHIX} = 1,05 \cdot U_{\text{GN}} = 1,1 \cdot (110 / \sqrt{3}) = 69,86 \text{ V}$$

El parámetro 25VDIFX define la diferencia máxima en porcentaje que puede haber entre la tensión de generador y de la red antes de cerrar el interruptor de grupo.

$$25\text{VDIFX} = 2\%$$

En el caso de que la tensión de generador deba ser mayor que la tensión de red antes de cerrar el interruptor se utiliza el parámetro GENV+ = Y, en caso contrario GENV+ = N.

El parámetro de corrección de la tensión de generador 25RCFX se utiliza para compensar la magnitud de la tensión de la red, de forma que coincida con la magnitud de la tensión de la red.

$$25RCFX = \frac{V_{redn}}{V_{gn}} = \frac{110}{110} = 1$$

Los parámetros 25SLO y 25SHI definen el rango en el que debe situarse el deslizamiento entre la frecuencia de la red y del generador antes de cerrar el interruptor de generador.

$$25SLO = 0 \text{ Hz}$$

$$25SHI = 0,20 \text{ Hz}$$

El parámetro TCLOSDX estima el tiempo de cierre del interruptor de generador.

$$TCLOSDX = 90 \text{ ms}$$

El parámetro 25ANG1X define la diferencia que puede haber entre los ángulos de fase de la tensión de generador y la tensión de red antes de cerrar el interruptor de generador. Si el parámetro TCLOSDX no es cero, el relé tiene en cuenta el tiempo de cierre del interruptor y el deslizamiento de la frecuencia para ajustar los ángulos de fase a los que se permite el cierre.

$$25ANG1X = 5$$

El parámetro 25ANG2X también define la diferencia que puede haber entre los ángulos de fase de la tensión de generador y la tensión de red antes de cerrar el interruptor de generador, pero no tiene en cuenta ni el tiempo de cierre del interruptor ni el deslizamiento de la frecuencia.

$$25ANG2X = 10$$

El parámetro CANGLE define un ángulo entre fases para el cierre del interruptor (positivo si la tensión de generador adelanta a la de red).

$$CANGLE = -3^\circ$$

Si la verificación de sincronismo se usa para iniciar el cierre, y el interruptor no se ha cerrado cuando la diferencia entre los ángulos de fase de las tensiones de generador y red alcanza el valor del parámetro CFANGLE, el relé activa la señal de fallo de cierre de interruptor (BKRCF).

$$CFANGLE = 30^\circ$$

La función de verificación de sincronismo se bloquea cuando BSYNCHX =1 y está activa cuando BSYNCHX =0. La función se bloquea cuando el interruptor de generador está cerrado (NOT 3POX OR 52AX).

Ajustes del relé:

| GROUP 1. X SIDE SYNCHRONISM CHECK | | |
|--|--|---------------|
| <i>Parámetro</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| E25X Synchronism Check Enable | Y, N | Y |
| Synchronism Check Elements | | |
| 25VLOX Voltage Window Low threshold (volts) | 0,00-300,00 | 57,16 |
| 25VHIX Voltage Window High threshold (volts) | 0,00-300,00 | 69,86 |
| 25VDIFX Maximum Voltage Difference (%) | OFF, 1,0-15,0 | 2,0 |
| 25RCFX Voltage Ratio Correction Factor | 0,5-2,0 | 1 |
| GENV+ Generator Voltage High Required | Y, N | N |
| 25SLO Minimum Slip Frequency (Hz) | -1,00 to 0,99 | 0 |
| 25SHI Maximum Slip Frequency (Hz) | -0,99 to 1,00 | 0,2 |
| 25ANG1X Maximum Angle 1 (degrees) | 0-80 | 5 |
| 25ANG2X Maximum Angle 2 (degrees) | 0-80 | 10 |
| CANGLE Target Close Angle (degrees) | -15 to 15 | -3 |
| SYNCPX Synchronism Check Phase (VAX, VBX, VCX or deg lag VAX) | VAX, VBX, VCX, 0, 30, 60, 90, 120, 150, 180, 210, 240, 270, 300, 330 | VCX |
| TCLOSDX Breaker Close Time for Angle Compensation (milliseconds) | OFF, 1-1000 | 90 |
| CFANGLE Close Fail Angle (degrees) | OFF, 3-120 | 30 |
| BSYNCHX Block Synchronism Check Elements (SELogic) | NOT 3POX OR 52AX | |

Tabla 47. Ajustes de Verificación de Sincronismo SEL700G

AUTOSINCRONIZACIÓN

El autosincronizador es el módulo encargado de hacer coincidir la frecuencia, la magnitud de la tensión y el ángulo de fase del generador con los de la red antes de permitir el cierre del interruptor.

La entrada IN301 arranca el módulo autosincronizador. Los comandos FSYNCST y VSYNCST sirven para iniciar los submódulos de frecuencia y tensión.

FSYNCST = IN301

VSYNCST = IN301

El relé compara la frecuencia del generador con la de la red utilizando los comandos FRAISE (aumentar frecuencia) o el comando FLOWER (bajar frecuencia) según proceda. Los comandos FRAISE y FLOWER envían trenes de pulsos PWM (Modulación de Ancho de Pulso) hacia el regulador de velocidad hasta conseguir igualar las frecuencias.

El parámetro FADJRATE define el tiempo de respuesta del controlador a los pulsos de control (retardos). El parámetro FPLSMIND define el ancho mínimo del pulso y el parámetro FPLSMAXD el ancho máximo.

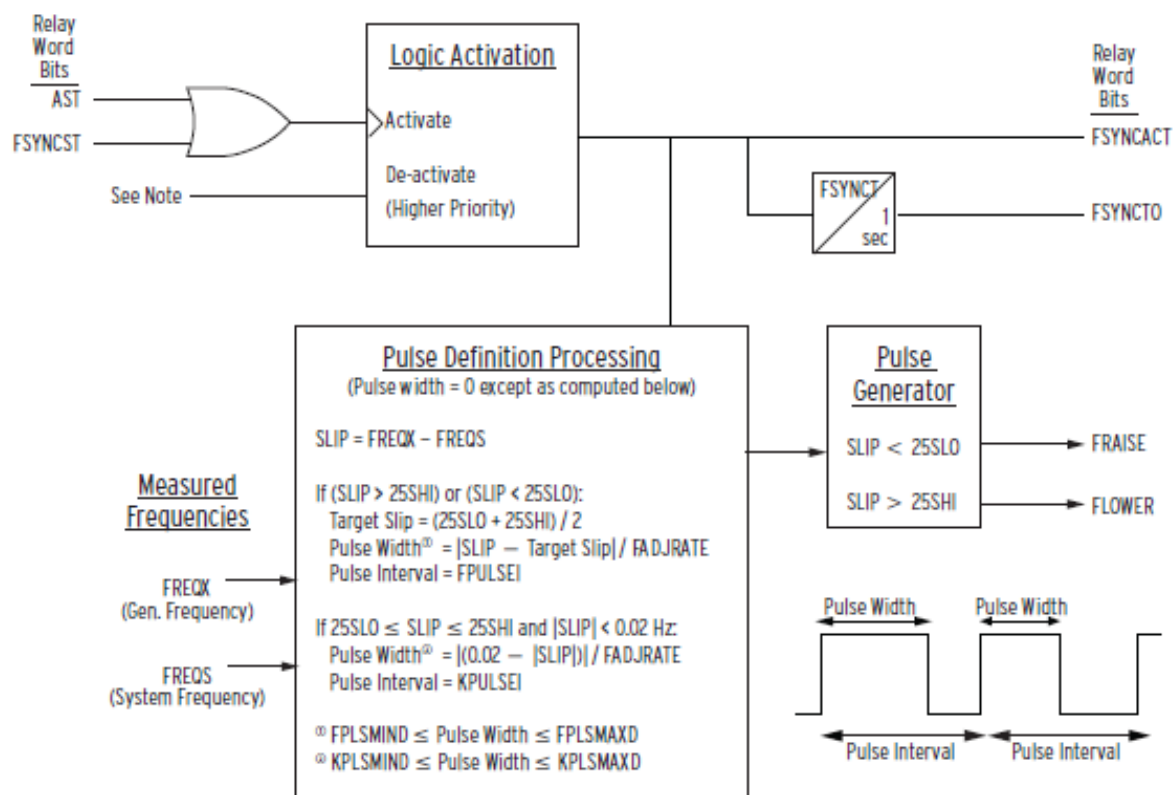
$$FADJRATE = 0,10 \text{ Hz/s}$$

$$FPLSMIND = 0,1 \text{ s}$$

$$FPLSMAXD = 1 \text{ s}$$

El parámetro FPULSEI define el periodo entre pulsos FRAISE y FLOWER. El periodo debe ser suficientemente grande para que permita que la respuesta en frecuencia del generador pueda estabilizarse después de un pulso.

$$FPULSEI = 5$$



Note: The logic is enabled when settings E25X := YES and EAUTO := DIG.
The logic is de-activated and disabled when any of the following is true:

- Relay Word bit ASP, 52AX, TRIPX, BSYNCHX, or FSYNCTO is asserted.
- Relay Word bit 59VSX is de-asserted.
- Both Relay Word bit FREQTRKX and ZCFREOX are de-asserted.

Figura 55. Diagrama de bloques de Frecuencia y Fase de sincronización SEL700G

Cuando el deslizamiento tiene un valor cercano al cero provoca que la modulación de pulsos se detenga. Esta circunstancia hace que el verificador de sincronismo no de permiso de cierre del interruptor si la diferencia del ángulo entre fases no es aceptable manteniéndose prácticamente un valor constante de diferencia de

ángulo por tiempo indefinido. El relé detecta automáticamente esta situación y produce un pulso para elevar o disminuir el deslizamiento y conseguir reducir la diferencia de ángulo entre fases. Los parámetros que definen este pulso son KPLSMIND, ancho mínimo del pulso; KPLSMAXD, ancho máximo del pulso; y KPULSEI, intervalo del pulso.

$$KPLSMIND = 0,02$$

$$KPLSMAXD = 0,04$$

$$KPULSEI = 5$$

El relé compara la tensión del generador con la de la red utilizando los comandos VRAISE (aumentar tensión) o el comando VLOWER (bajar tensión) según proceda. Los comandos VRAISE y VLOWER envían trenes de pulsos PWM (Modulación de Ancho de Pulso) hacia el regulador de tensión hasta conseguir igualar las tensiones.

El parámetro VADJRATE define el tiempo de respuesta del controlador a los pulsos de control (retardos). El parámetro VPLSMIND define el ancho mínimo del pulso y el parámetro VPLSMAXD el ancho máximo.

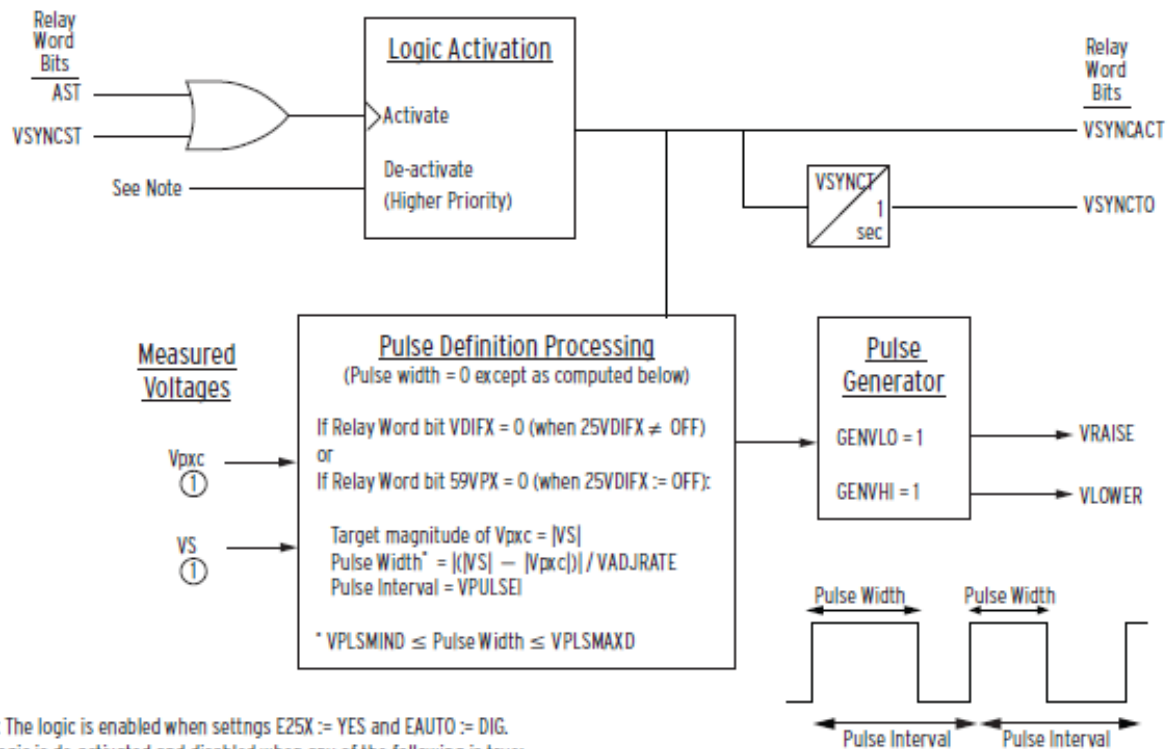
$$VADJRATE = 1 \text{ Hz/s}$$

$$VPLSMIND = 0,1 \text{ s}$$

$$VPLSMAXD = 1 \text{ s}$$

El parámetro VPULSEI define el periodo entre pulsos VRAISE y VLOWER. El periodo debe ser suficientemente grande para que permita que la respuesta en tensión del generador pueda estabilizarse después de un pulso.

$$VPULSEI = 5$$



Note: The logic is enabled when settings E25X := YES and EAUTO := DIG.
The logic is de-activated and disabled when any of the following is true:

- Relay Word bit ASP, 52AX, TRIPX, BSYNCHX, or VSYNCTO is asserted.
- Relay Word bit 59VSX is de-asserted.
- Both Relay Word bit FREOTRKX and ZCFREQX are de-asserted.

Figura 56. Diagrama de bloques de Tensión de sincronización SEL700G

Ajustes del relé:

| GROUP 1. X AUTOSYNCHRONISM | | |
|---|------------------------|---------------|
| <i>Parámetro</i> | <i>Rango de Ajuste</i> | <i>Ajuste</i> |
| EAUTO Enable Autosynchronism | NONE, DIG | <i>DIG</i> |
| Frequency | | |
| FSYNCT Frequency Synchronism Timer (seconds) | 5-3600 | <i>100</i> |
| FADJRATE Frequency Adjusment Rate (Hz/s) | 0,01-10,00 | <i>0,10</i> |
| FPULSEI Frequency Pulse Interval (seconds) | 1-120 | <i>5</i> |
| FPLSMIND Frequency Pulse Minimum Duration (seconds) | 0,10-60,0 | <i>0,1</i> |
| FPLSMAXD Frequency Pulse Maximum Duration (seconds) | 0,10-60,0 | <i>1</i> |
| FSYNCST Frequency Match Start (SELogic) | <i>IN301</i> | |
| Kick Pulse | | |
| KPULSEI Kick Pulse Interval (seconds) | 1-120 | <i>5</i> |
| KPLSMIND Kick Pulse Minimum Duration (seconds) | 0,02-2,00 | <i>0,02</i> |
| KPLSMAXD Kick Pulse Maximum Duration (seconds) | 0,02-2,00 | <i>0,04</i> |
| Voltage | | |
| VSYNCT Voltage Synchronism Timer (seconds) | 5-3600 | <i>100</i> |
| VADJRATE Voltage Adjusment Rate (V/Hz) | 0,01-30,00 | <i>1</i> |
| VPULSEI Voltage Pulse Interval (seconds) | 1-120 | <i>5</i> |
| VPLSMIND Voltage Pulse Minimum Duration (seconds) | 0,10-60,0 | <i>0,1</i> |
| VPLSMAXD Voltage Pulse Maximum Duration (seconds) | 0,10-60,0 | <i>1</i> |
| VSYNCST Voltage Match Start (SELogic) | <i>IN301</i> | |

Tabla 48. Ajustes de Autosincronización SEL700G

5. Oferta económica.

Por último en este presente Proyecto Fin de Carrera, se va a proceder a realizar la valoración económica de costes de los equipos instalados en el Armario de Control y Protección de Grupo, así como el material auxiliar empleado y la mano de obra en concepto de cableado y montaje de los mismos.

Nótese que no se consideran los costes pertenecientes al estudio e ingeniería del proyecto, ya que se trata de un Proyecto Fin de Carrera, ni se realiza ningún tipo de análisis económico de la inversión.

| UD. | CONCEPTO | FABRIC. | REF. | P.V.P UNIT. € | TOTAL € |
|-----|--|-----------|----------------------|---------------------|------------|
| 1 | Envolvente de chapa de acero Xmm, zócalo 100 mm, 2 paneles, puerta plena dim. 2 x (850 x 2100 x 800) mm. | | | | |
| 1 | Relé de protección multifunción MICOM P343 | SCHNEIDER | P343116E6M06268K | | |
| 1 | Relé de protección multifunción SEL700G0 con Autosincronizador | SEL | 0700G02B1A2X74810210 | | |
| 1 | Módulo de expansión E/S SEL2505 | SEL | 02505101XX | | |
| 1 | Pantalla Táctil HMI 15" Panel PC | BECKHOFF | CP6202 | | |
| 1 | Sincronoscopio Syncrochek | KAYNOS | SQ0214 | | |
| 1 | Analizador de redes PM810 | SCHNEIDER | PM810MG | | |
| 1 | CPU SB822 Controlador AC800 | ABB | 3BSE050199R1 | | |
| 1 | Batería externa SB822 Controlador AC800 | ABB | 3BSE018172R1 | | |
| 3 | Módulo de entradas digitales DI830 SOE AC800 | ABB | 3BSE013210R1 | | |
| 6 | Módulo de entradas digitales DI810 AC800 | ABB | 3BSE008508R1 | | |
| 4 | Módulo de salidas digitales DO810 AC800 | ABB | 3BSE008510R1 | | |
| 2 | Módulo de entradas analógicas AI810 8 ch. 4-20mA, 0-10V, 12bit AC800 | ABB | 3BSE008516R1 | | |
| 1 | Módulo de salidas analógicas AO810V2 8 ch. 4-20mA, 14bit AC800 | ABB | 3BSE038415R1 | | |
| 1 | Módulo Modem Optico Modulebus Cluster TB820V2 | ABB | 3BSE013208R1 | | |
| 2 | Fuente de alimentación 24/24 Vcc 120W | PULS | CD5-241 | | |
| 1 | Módulo de redundancia alimentación DC12-48V 10A | PULS | MLY02.100 | | |
| 3 | Interruptor automático S282 UCK 2P 6A Curva C + Cont.aux. S2-H02 | ABB | S282UCK6A/S2-H02 | | |
| 2 | Interruptor automático S202 C6 2P 6A Curva C + Cont.aux. S2C-H02L | ABB | S202C6/S2C-H02L | | |
| 9 | Interruptor automático S202 C10 2P 10A Curva C + Cont.aux. S2C-H02L | ABB | S202C10/S2C-H02L | | |
| 1 | Interruptor automático S202 C16 2P 16A Curva C + Cont.aux. S2C-H02L | ABB | S202C16/S2C-H02L | | |

| UD. | CONCEPTO | FABRIC. | REF. | P.V.P UNIT. € | TOTAL € |
|---------|---|--------------------|----------------------|---------------------|-------------|
| 1 | Selector 2 posiciones + 4 bloques de contactos | SALZER | 220-61638(388895) | | |
| 1 | Selector 3 posiciones MAN/0/AUTO + 4 bloques de contactos | SALZER | M220-61626 | | |
| 1 | Conmutador de giro y empuje 2 posiciones 4 contactos lámpara 24 vcc | ENTRELEC | CM5/F101/F1/F1/70077 | | |
| 13 | Pulsador con lámpara multiled 24Vcc | EAO | 02-617. 011 | | |
| 10 | Pulsador con lámpara multiled 24Vcc | EAO | 02-612. 011 | | |
| 4 | Portalámpara + lámpara multiled 24Vcc | EAO | 02-021 | | |
| 5 | Relé auxiliar biestable 125Vcc BJ8-R + base JNDE | ARTECHE | BJ8R/JNDE | | |
| 2 | Relé auxiliar biestable 125Vcc BF3-R + base FNDE | ARTECHE | BF3R/FNDE | | |
| 5 | Relé auxiliar biestable 125Vcc C4-R30 + base S4B | RELECO | C4R30125E/S4B | | |
| 1 | Relé auxiliar biestable 24Vcc C4-R30 + base S4B | RELECO | C4R30024E/S4B | | |
| 1 | Relé auxiliar 125Vcc RJ8-R + base JNDE | ARTECHE | RJ8R /JNDE | | |
| 1 | Relé auxiliar 125Vcc RF4 + base FNDE | ARTECHE | RF4/FNDE | | |
| 9 | Relé auxiliar 125Vcc RD2 + base DN | ARTECHE | RD2/DN | | |
| 5 | Relé auxiliar 125Vcc C7-A20 + base S7-M | RELECO | C7A20125D/S7M | | |
| 10 | Relé auxiliar 125Vcc C9-A41 + base S9-M | RELECO | C9A41125D/S9M | | |
| 65 | Relé auxiliar 24Vcc C7-A20 + base S7-M | RELECO | C7A20024D/S7M 24D | | |
| 1 | Relé auxiliar 24Vcc C9-A41 + base S9-M | RELECO | C9A41024D/S9M | | |
| 3 | Relé auxiliar 24Vcc C10-A10X + base S10-M | RELECO | C10A10024D/S10 M | | |
| 1 | Relé auxiliar temporizado 125Vcc C3-A30 + CT3E30/H + base S3 | RELECO | C3A30/CT3E30/H /S3XX | | |
| 2 | Termostato carril DIN 10-60°C | SCHNEIDER | NSYCCOTH | | |
| 2 | Resistencia de caldeo 100W | SCHNEIDER | NSYCR100WU2 | | |
| 2 | Microrruptor puerta | TELEMECA NIQUE | XCKN2110P20 | | |
| 1 | Toma de corriente carril DIN tipo NEMA 5-15R | PHOENIX CONTACT | | | |
| 2 | Lámpara LED multitensión 120-240Vac 60Hz | STEGO | SLO25 | | |
| 1 | Material auxiliar | | | | |
| 1 | Montaje y cableado | | | | |
| SUMA | | | | | 34.314,50 € |
| IVA 21% | | | | | 7.206,05 € |
| TOTAL € | | | | | 41.520,54 € |

6. Conclusiones.

Como colofón del presente Proyecto Fin de Carrera, y una vez abordado y valorado cada una de las fases de estudio y diseño que comprende, se puede afirmar que: “Un estudio técnico y económico completo de un proyecto de explotación de una central hidroeléctrica como la que ocupa este documento, exige para su diseño una gran cantidad de recursos técnicos, humanos y económicos dada su alta complejidad y extensión”. Sin embargo, con una buena estructura, distribución y buen criterio como lo expuesto en este Proyecto Fin de Carrera, se puede realizar un diseño muy eficiente del Sistema de Control y Protección de una central hidráulica de 37 MVA.

También cabe indicar que un diseño técnico eficiente del Sistema de Control y Protección de una central hidroeléctrica de estas características no es único, y puede variar en función de criterios cuantitativos, y en mayor medida cualitativos utilizados para su implementación o exigidos por parte de los agentes operadores y reguladores de la red eléctrica, del contratista, o incluso del cliente final.

7. Referencias bibliográficas.

- [1] Paulino Montané, “*Protecciones en las instalaciones eléctricas. Evolución y perspectivas*”, 2ª edición, Marcombo Boixareu editores, 1993.
- [2] Andoni Iriondo Barrenetxea, “*Protecciones de Sistemas de Potencia*”, Servicio Editorial de la Universidad del País Vasco.
- [3] José Ramírez Vazquez, “*Estaciones de transformación y distribución. Protección de sistemas eléctricos.*”, Ediciones Ceac, 1998.
- [4] Mª Ángeles Moreno, Juan Carlos Burgos, “*Apuntes de la asignatura Instalaciones eléctricas I, Ingeniería tec. Industrial: electricidad*”, 2007.
- [5] Recursos electrónicos de UNESA.
<http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1347-central-hidroelectrica>
- [6] Recursos electrónicos de ENDESA.
http://www.endesa.com/es/conoceendesa/lineasnegocio/Electricidad/Centrales_hidroel%C3%A9ctricas
- [7] Red Eléctrica de España “*REE_Criterios generales de protección del sistema eléctrico peninsular español.*”.1995.
- [8] Manual técnico relés de protección MICOM P34x EN_M_J96 SCHNEIDER. “*Generator Protection Relay. Technical Manual*”.2012.
- [9] Manual técnico relés de protección 700G_generator_Inst_Manual_20111130 SEL. “*Generator and Intertie Protection Relays. Instruction Manual*”.2012.
- [10] Manual técnico Controlador AC_800M_5.1_Controller_Hardware_en ABB. “*AC800M Controller Hardware Version 5.1*”.2012.
- [11] Norma IEC 60909 “*Short-circuit currents in three-phase a.c. systems*” First edition 2001-07
- [12] Norma IEC 60034-1 “*Rotating electrical machines part 1 Rating and performance*” Eleventh edition 2004-04.
- [13] Norma IEE C37.101 “*IEEE Guide for Generator Ground Protection*” Ed.2006.
- [14] Norma IEE C37.102 “*IEEE Guide for AC Generator Protection*” Ed.2006
- [15] Norma IEE C37.106 “*IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants*” Ed.2003.

8. Anexos.

A continuación se muestran la colección de planos suministrados por el contratista, el operador de red, turbinista y fabricante del generador a los que se hacen referencia a lo largo del presente Proyecto Fin de Carrera:

- Plano de localización general de la central C.H. Pando.
- Perfil Hidrográfico y disposición general.
- Plano de disposición de la Caseta de Válvula
- Planos de disposición general de la Casa de Máquinas.
 - ✓ Planta 1(turbina).
 - ✓ Planta 2(generator).
 - ✓ Perfil (transversal).
 - ✓ Alzado (frontal).
- Planos de disposición general de Subestación.
 - ✓ Planta.
 - ✓ Perfil (transversal).
- Plano general del Generador.
- Esquema Unifilar Sistema Eléctrico de Potencia de Panamá (Sistema SIEPAC).
- Esquema hidráulico de regulación de Grupo.

En cuanto a la ingeniería de detalle objeto del presente documento, se adjuntan a continuación los siguientes esquemas y diagramas:

- Esquemas desarrollados del Armario de Control y Protección de Grupo
- Diagramas Lógicos del Controlador de Grupo (PLC)

En el CD adjunto se presenta toda la documentación técnica de proveedores, equipos, aparamenta, especificaciones técnicas y operativas, cálculos auxiliares etc. Que ha sido utilizada para el desarrollo del presente Proyecto Fin de Carrera.